

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ANÁLISIS COMPARATIVO DE PRODUCCIÓN SENCILLA Y CONJUNTA EN EL ÁREA MAYOR DE SOCORORO.

Presentado ante la ilustre
Universidad Central de
Venezuela para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo
Por los Brs. Rodríguez Iván I.
Veitía M. Débora M.

Caracas, Abril 2003

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ÁNALISIS COMPARATIVO DE PRODUCCIÓN SENCILLA Y CONJUNTA EN EL ÁREA MAYOR DE SOCORORO.

TUTOR ACADÉMICO: Dr. Freddy Paz.

Presentado ante la ilustre
Universidad Central de
Venezuela para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo
Por los Brs. Rodríguez Iván I.
Veitía M. Débora M.

Caracas, Abril 2003

DEDICATORIA

A la Gente del Petróleo por defender mi industria y mi país

A toda mi familia por acompañarme y quererme en todo momento. Muy especialmente a mi madre por tantos trasnochos.

A ti, Yeli, por ser la perfecta compañera en mi carrera.

Iván Rodríguez

A la persona más especial del mundo por haberme dado invalores tesoros, como la vida, educación y la perseverancia, Madre donde estés, te mereces todos mis logros

A dos hombres maravillosos: mi padre y mi hermano por su apoyo incondicional, gracias por estar siempre allí.

A mis tíos, Nora y José, por acogerme en su hogar y brindarme su cariño.

A Caty por soportarme y a Joseika por ser una de mis más sinceras aliadas.

A mis abuelos Alí, María y Juan, que siempre tuvieron confianza en mí.

A mis padrinos Angelina y Gustavo, por su preocupación.

A mis amigas Silvana y Liz, por entenderme y apoyarme durante tantos años.

A mis más leales amigos con los que he compartido buenos y malos momentos y con los que aprendí que existe la amistad pura y verdadera, en especial a Thaís, Erminia, Dennys, Leandro, Gustavo, Rómulo, Kiko, Luis, Marchis, Manuel, Pedro, Tacher, Mabel, Karina, Braian Taty y Alfredo, gracias por su incondicional apoyo, son lo máximo.

A mis amigas y compañeras de PETROUCV, Eli, Dalila, Yera y Ghinett, por compartir mis angustias. Finalmente, a todas las personas que siempre confiaron en mí.

Débora Veitia

AGRADECIMIENTOS

A PetroUCV por ofrecernos la oportunidad de aplicar cada uno de los conocimientos adquiridos en la universidad y en la vida.

A nuestro tutor académico Dr. Freddy Paz, por dedicarnos todo su tiempo y apoyo incondicional.

A las personas que nos prestaron su apoyo en el centro de excelencia de producción.

A la Universidad Central de Venezuela en especial a los profesores Adafel Rincón, Fernando Ferrer y Wladimiro Kowalchuck por sus acertados consejos.

A la Prof. Angelina de González por sus acertadas correcciones

A todas las personas que de una u otra forma, contribuyeron al desarrollo de este trabajo.

Finalmente, a Dios.

Rodríguez. F, Ivan. I y Veitía. M, Débora. M

**ANÁLISIS COMPARATIVO DE PRODUCCIÓN SENCILLA Y CONJUNTA EN EL ÁREA
MAYOR DE SOCORORO.**

Tutor Académico: Dr. Freddy Paz

Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo.

Año 2003, 134 p.

Palabras Claves: Producción en conjunto, IPR, commingled.

Resumen: Existen campos en el oriente de Venezuela que están conformados por pequeños y lenticulares yacimientos, los cuales debido a sus pocas reservas y sus bajas presiones no resulta rentable perforarlos o producirlos a partir de ciertas tasas. Por esta razón, se ha empleado en algunos casos la producción en conjunto, para permitir su producción de manera beneficiosa.

Por mucho tiempo en la industria petrolera se ha tenido la opinión de que la producción en conjunto de varias arenas por una misma tubería, deteriora los yacimientos involucrados, afectando de manera negativa el recobro final; esta situación aunque es cierta para algunos casos no lo es siempre, debido a que se ha podido verificar que en una gran parte de los campos en los que ha sido implementado ha arrojado resultados satisfactorios

En este trabajo, se realizó una metodología para la evaluación de las propuestas de producción en conjunto o commingled, en el cual se especifican los datos necesarios y las limitaciones del mismo. También se realizaron pronósticos de producción, bajo el esquema de producción conjunta y sencilla, para así estimar si será beneficioso o no, implantar la producción conjunta.

De los resultados obtenidos se concluye que efectivamente la producción conjunta no es exitosa en todos los casos, y se debe hacer un estudio cuidadoso antes y durante su implantación para garantizar resultados óptimos.

ÍNDICE GENERAL

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

2.1 Mecanismos de producción.....	3
2.2 Solubilidad del gas (R_s).....	4
2.3 Factor volumétrico del petróleo (β_o).....	6
2.4 Factor volumétrico del gas β_g	6
2.5 Completación de pozos.....	7
2.5.1 Completación a hueco abierto.....	8
2.5.2 Completación con tubería ranurada no cementada.....	8
2.5.3 Completación a hueco revestido y cañoneado.....	9
2.6 Métodos de levantamiento artificial.....	11
2.6.1 Levantamiento artificial por gas (Gas Lift).....	11
2.6.2 Bombeo mecánico (BM).....	11
2.6.3 Bombeo electrosumergible (BES).....	12
2.6.4 Bombeo de cavidad progresiva (BCP).....	12
2.6.5 Bombeo hidráulico.....	13
2.7 Índice de productividad.....	13
2.7.1 Método de Vogel.....	16
2.7.2 Extensión del método de Vogel por Standing.....	19
2.7.3 Método de Fetcovich.....	21
2.7.4 Exactitud y limitaciones de los métodos de Vogel y Fetcovich.....	21
2.8 Efecto del daño.....	22
2.9 Producción conjunta de yacimientos.....	25
2.9.1 Metodología para hallar el IPR de producción conjunta.....	27
2.9.2 Aplicaciones de producción conjunta.....	29
2.9.3 Limitaciones de producción conjunta.....	30
2.9.4 Metodología para el análisis de factibilidad de producción conjunta.....	31
2.10 Curva de demanda de los fluidos (TPR).....	37

CAPÍTULO III: DESCRIPCIÓN GENERAL DEL ÁREA

3.1 Descripción general.....	41
3.2 Estratigrafía.....	44
3.3 Sedimentación.....	45
3.4 Mecanismos de producción.....	46

CAPÍTULO IV: METODOLOGÍA

4.1 Metodología propuesta para futuros estudios.....	49
4.1.1 Revisión de las presiones estáticas de los yacimientos.....	49
4.1.1.1 Desconocimiento de presiones.....	50
4.1.2 Verificación de la compatibilidad de los fluidos.....	52
4.1.3 Construcción de las curvas de afluencia (IPR).....	52
4.1.3.1 Determinación del IPR sencillo.....	52
4.1.3.2 Determinación del IPR compuesto.....	53
4.1.3.3 Estimación del IPR a futuro	54
4.1.4 Determinación de la curva de demanda (TPR).....	55
4.1.5 Elaboración de pronósticos de producción.....	56
4.2 Metodología del estudio.....	57
4.2.1 Selección de los pozos a ser estudiados.....	57
4.2.2 Cálculo de presiones estáticas actuales.....	57
4.2.2.1 Propiedades de los fluidos.....	57
4.2.2.2 Propiedades de la roca.....	60
4.2.2.3 Comportamiento de producción.....	60
4.2.2.4 Tamaño del acuífero.....	61
4.2.2.4 Balance de materiales.....	62
4.2.3 Compatibilidad de los fluidos.....	62
4.2.4 Construcción de las curvas de afluencia (IPR).....	63
4.2.4.1 Determinación del IPR sencillo.....	63
4.2.4.2 Determinación del IPR compuesto.....	64

4.2.5 Determinación de la curva de demanda (TPR).....	65
4.2.6 Pronósticos de producción.....	66
4.2.6.1 Tasa inicial.....	66
4.2.6.2 Declinación.....	67
 CAPÍTULO V: RESULTADOS Y ANÁLISIS	
5.1 Selección de los pozos a ser estudiados.....	70
5.2 Calculo de presiones estáticas actuales.....	74
5.2.1 Propiedades de los fluidos.....	74
5.2.1.1 Características del gas y agua de formación.....	76
5.2.2 Propiedades de la roca.....	76
5.2.3 Comportamiento de producción.....	77
5.2.4 Tamaño del acuífero.....	78
5.2.5 Balance de materiales.....	78
5.3 Compatibilidad de los fluidos.....	82
5.4 Construcción de las curvas de afluencia (IPR).....	83
5.5 Determinación de la curva de demanda (TPR).....	88
5.6 Pronósticos de producción.....	90
5.6.1 Tasa inicial.....	90
5.6.2 Declinación.....	91
CONCLUSIONES	101
RECOMENDACIONES	102
REFERENCIAS	103
NOMENCLATURA	105
APÉNDICE A Historia de pozos.....	108
APÉNDICE B Características de los yacimientos.....	113
APÉNDICE C Producción por pozos.....	122
APÉNDICE D Diagramas de los pozos.....	124
APÉNDICE E Uso de paquetes computarizados.....	128
APÉNDICE F Pruebas para la obtención del perfil de producción.....	133

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1	Mecanismos de producción.....	4
Figura 2.2	Variación del R_s en función de la presión.....	5
Figura 2.3	Variación del β_o con la presión.....	6
Figura 2.4	Variación del β_g , con la presión.....	7
Figura 2.5	Gráfica general del IPR.....	14
Figura 2.6	Variación del IPR con la producción acumulada.....	15
Figura 2.7	Variación del IPR de acuerdo al mecanismo de empuje.....	15
Figura 2.8	IPR según el agotamiento del yacimiento.....	17
Figura 2.9	Curvas de Vogel.....	17
Figura 2.10	Curva adimensional de Vogel.....	18
Figura 2.11	Perfil de presión ideal.....	22
Figura 2.12	Representación esquemática del daño en las inmediaciones del pozo....	23
Figura 2.13	Perfil de presión con daño.....	23
Figura 2.14	Perfil de presión con estimulación.....	24
Figura 2.15	Curvas de Standing para diferentes FE.....	25
Figura 2.16	Esquema de producción conjunta.....	26
Figura 2.17	IPR Compuesta - Zona de flujo cruzado.....	26
Figura 2.18	Zona de flujo conjunto.....	27
Figura 2.19	Diagrama de mezcla para dos componentes.....	36
Figura 2.20	Representación del punto de operación.....	37
Figura 2.21	Representación gráfica del caso 1.....	38
Figura 2.22	Representación gráfica del caso 2.....	39
Figura 2.23	Representación gráfica del caso 3.....	39
Figura 2.24	Representación gráfica del caso 4.....	40
Figura 3.1	Ubicación geográfica del Área Mayor de Socororo.....	41
Figura 3.2	División del Área Mayor de Socororo y distribución de los pozos.....	42
Figura 3.3	Sistemas de fallas (Arena U, Formación Oficina).....	43
Figura 3.4	Columna estratigráfica del área.....	44
Figura 4.1	Declinación del IPR con la presión estática.....	55

Figura 4.2	Diagrama resumen de la metodología propuesta.....	56
Figura 4.3	Ejemplo de punto de operación.....	67
Figura 5.1	Comportamiento de presión del yacimiento U2M,L(ES-420).....	78
Figura 5.2	Comportamiento de presión del yacimiento U1M,L(ES-420).....	79
Figura 5.3	Comportamiento de presión del yacimiento U1L(ES-449).....	79
Figura 5.4	Comportamiento de presión del yacimiento U1M(ES-449).....	80
Figura 5.5	Comportamiento de presión del yacimiento U2U(ES-449).....	80
Figura 5.6	Curvas de IPR sencillas y compuestas de los yacimientos producidos por el pozo ES-420 con daño 0.....	84
Figura 5.7	Curvas de IPR sencillas y compuestas de los yacimientos producidos por el pozo ES-420 con daño 10.....	84
Figura 5.8	Curvas de IPR sencillas y compuestas de los yacimientos producidos por el pozo ES-420 con daño 20.....	85
Figura 5.9	Curvas de IPR sencillas y compuestas de los yacimientos producidos por el pozo ES-449 con daño 0.....	85
Figura 5.10	Curvas de IPR sencillas y compuestas de los yacimientos producidos por el pozo ES-449 con daño 10.....	86
Figura 5.11	Curvas de IPR sencillas y compuestas de los yacimientos producidos por el pozo ES-449 con daño 20.....	86
Figura 5.12	Curva de demanda del pozo ES-420.....	89
Figura 5.13	Curva de demanda del pozo ES-449.....	89
Figura 5.14	Pronóstico de producción sencilla y conjunta del pozo ES-420 sin daño.....	92
Figura 5.15	Producción acumulada bajo los distintos esquemas de producción de los yacimientos producidos por el pozo ES-420 sin daño.....	93
Figura 5.16	Pronóstico de producción sencilla y conjunta del pozo ES-420 daño 10.....	93
Figura 5.17	Producción acumulada bajo los distintos esquemas de producción de los yacimientos producidos por el pozo ES-420 daño 10.....	94

Figura 5.18	Pronóstico de producción sencilla y conjunta del pozo ES-420 daño 20.....	94
Figura 5.19	Producción acumulada bajo los distintos esquemas de producción de los yacimientos producidos por el pozo ES-420 daño 20.....	95
Figura 5.20	Pronóstico de producción sencilla y conjunta del pozo ES-449 sin daño.....	96
Figura 5.21	Producción acumulada bajo los distintos esquemas de producción de los yacimientos producidos por el pozo ES-449 sin daño.....	96
Figura 5.22	Pronóstico de producción sencilla y conjunta del pozo ES-449 con daño 10.....	97
Figura 5.23	Producción acumulada bajo los distintos esquemas de producción de los yacimientos producidos por el pozo ES-449 con daño 10.....	97
Figura 5.24	Pronóstico de producción sencilla y conjunta del pozo ES-449 con daño 20.....	98
Figura 5.25	Producción acumulada bajo los distintos esquemas de producción de los yacimientos producidos por el pozo ES-449 con daño 20.....	98

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1	Características generales del área.....	47
Tabla 3.2	Distribución de los pozos en los campos del área.....	48
Tabla 4.1	Datos de entrada del programa Wellfolw® y fuente de los datos.....	64
Tabla 4.2	Datos de entrada al programa BCPi® y disponibilidad de los dato...	66
Tabla 5.1	Pozos producidos en conjunto con anterioridad en el área.....	71
Tabla 5.2	Tabla comparativa entre pozos que han producidos en conjunto y los que han producido sencillo	72
Tabla 5.3	Yacimientos a ser producidos por los pozos ES-420 y ES-449.....	74
Tabla 5.4	Datos de volúmenes de los yacimientos a se producidos por el pozo ES-420.....	74
Tabla 5.5	Datos de volúmenes de los yacimientos a se producidos por el pozo ES-449.....	74
Tabla 5.6	Parámetros iniciales de los fluidos de los yacimientos producidos por el pozo ES-420.....	75
Tabla 5.7	Parámetros iniciales de los fluidos de los yacimientos producidos por el pozo ES-449.....	75
Tabla 5.8	Parámetros iniciales de los yacimientos a ser producidos por el pozo ES-420.....	75
Tabla 5.9	Parámetros iniciales de los yacimientos a ser producidos por el pozo ES-449.....	75
Tabla 5.10	Gravedad del gas y salinidad de los yacimientos producidos y a ser producidos por el pozo ES-420.....	76
Tabla 5.11	Gravedad del gas y salinidad de los yacimientos producidos y a ser producidos por el pozo ES-449.....	76
Tabla 5.12	Datos petrofísicos de los yacimientos en estudio.....	77
Tabla 5.13	Factores utilizados en cuanto a la capacidad del yacimiento.....	77
Tabla 5.14	Presiones estáticas estimadas al final del periodo de producción.....	81

Tabla 5.15	Parámetros para establecer compatibilidad entre los yacimientos a ser producidos por el pozo ES-420.....	83
Tabla 5.16	Parámetros para establecer compatibilidad entre los yacimientos a ser producidos por el pozo ES-449.....	83
Tabla 5.17	AOF para diferentes daños, pozo ES-420.....	87
Tabla 5.18	AOF para diferentes daños, pozo ES-449.....	87
Tabla 5.19	Parámetros de diseño de BCP para el pozo ES-420.....	88
Tabla 5.20	Parámetros de diseño de BCP para el pozo ES-449.....	88
Tabla 5.21	Tuberías de completación que poseen los pozos en estudio.....	89
Tabla 5.22	Tasas iniciales de los yacimientos a ser producidos por el pozo ES-420.....	90
Tabla 5.23	Tasas iniciales de los yacimientos a ser producidos por el pozo ES-449.....	90

INTRODUCCIÓN

El Área Mayor de Socororo es un bloque irregular de unos 270 kilómetros cuadrados de superficie, el cual se encuentra constituido por los campos de Socororo, Cachicamo y Caricari. Está ubicada geográficamente en las cercanías de la población de Pariaguán, Estado Anzoátegui, y geológicamente en el flanco suroeste de la Cuenca Oriental de Venezuela.

Los yacimientos del área se caracterizan por ser lenticulares, de poco espesor, y se estima que el área posee 103 yacimientos de petróleo y 77 yacimientos de gas. Desde el descubrimiento del área y hasta el presente se han perforado un total de 93 pozos, de los cuales 58 resultaron productores y 35 resultaron no productores. Hasta el presente se ha obtenido una producción acumulada de 10 millones de barriles de petróleo, lo cual representa un factor de recobro igual a 2,21% del POES. La mayoría de los yacimientos se encuentran cercanos a sus condiciones iniciales, y los mecanismos de producción más influyentes han sido la expansión del gas liberado y el empuje por el avance del acuífero.

Debido a las características de los yacimientos que conforman el Área Mayor de Socororo, ya anteriormente se han producido varias arenas en conjunto pues en muchos casos no resulta rentable la producción de las mismas en forma individual, producto de las bajas reservas de los yacimientos y las bajas tasas obtenidas de los mismos. Es así como surge el problema de estudio en este trabajo especial de grado, cuyo objetivo general será determinar la factibilidad técnica de la producción conjunta y compararlo con el observado en pozos completados de forma sencilla, a fin de evaluar el éxito de esta práctica en el AMS. Para lograr los objetivos generales, se plantearon los siguientes objetivos específicos:

- Analizar detalladamente los casos de producción conjunta en el Área Mayor de Socororo, evidenciando las principales características y parámetros que incidieron en los resultados que se obtuvieron en dichas completaciones.

- Establecer comparaciones entre la producción en conjunto y la producción sencilla en los mismos yacimientos y/o en yacimientos similares.
- Realizar los pronósticos de producción de los pozos seleccionadas para producir en conjunto
- Realizar pronósticos de producción de los yacimientos seleccionados a ser producidos en conjunto, pero bajo producción sencilla en los pozos propuestos.

Es importante destacar que debido a la ausencia o baja disponibilidad de los datos del área, el verdadero valor de este trabajo especial de grado fue el planteamiento de una metodología para futuras evaluaciones de la factibilidad de la producción conjunta, en donde se contempla un riguroso programa de toma de datos, pues de la calidad de los mismos depende la veracidad de los resultados.

MARCO TEÓRICO

En este capítulo se desarrollarán ciertos términos, los cuales son claves para la mejor comprensión de este estudio. En el mismo se revisarán conceptos que abarcan desde las propiedades del yacimiento hasta las características del pozo.

Desde el punto de vista de yacimientos, resulta interesante tratar los mecanismos de producción ya que éstos determinarán la forma en que se hará la explotación y lo que se podrá obtener finalmente de los mismos.

2.1 Mecanismos de producción ^[1]

Las acumulaciones de gas y petróleo ocurren en trampas subterráneas formadas por características estructurales, estratigráficas o ambas. Estas acumulaciones se presentan en las partes más porosas y permeables de los estratos, siendo éstas principalmente arenas, areniscas, calizas y dolomitas, con aberturas intergranulares o con espacios porosos debido a diaclasas, fractura y efectos de soluciones. Un yacimiento es aquella parte de una trampa que contiene petróleo, gas o ambos como un solo sistema hidráulico conectado. Muchos yacimientos de hidrocarburos se hallan conectados hidráulicamente a rocas llenas con agua, denominadas acuíferos.

Para que estos hidrocarburos puedan llegar a la superficie, es necesario que el sistema cuente con una fuente de energía capaz de expulsarlo y llevarlo a superficie. Es así como se definen los siguientes mecanismos de producción:

- Compresibilidad de la roca y de los fluidos
- Salida del gas de solución.
- Gravedad y segregación gravitacional.
- Empuje de gas.
- Empuje de agua.

- Acumulación de presiones anormales.
- Inyección de fluidos.

Los primeros seis renglones corresponden a fuentes naturales de energía, mientras que el último corresponde a formas no naturales de suplementar la energía disponible para producir sistemas de hidrocarburos. En la figura 2.1 se observa cómo el mecanismo de producción de un yacimiento es determinante en los factores de recobro

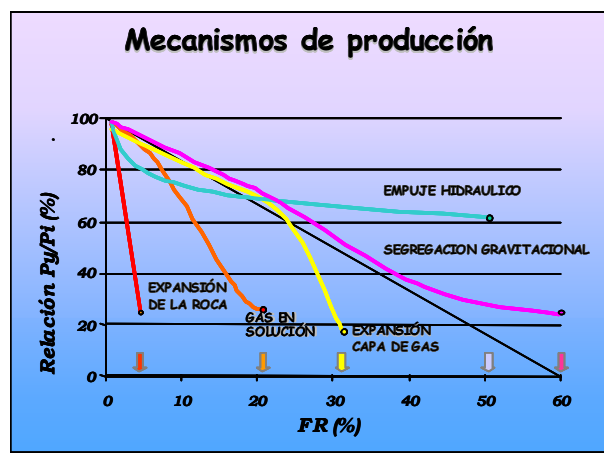


Figura. 2.1 Mecanismos de producción

Así como determinar los mecanismos de producción presentes en un determinado yacimiento es importante, también lo es caracterizar los fluidos presentes, ya que éstos son esencialmente mezclas complejas de compuestos de hidrocarburos resultando la composición del petróleo fiscal completamente diferente a su composición en condiciones de yacimiento. Por esta razón resulta vital definir tres importantes parámetros que permiten caracterizar los fluidos del yacimiento a medida que se produce el mismo.

2.2 Solubilidad del gas (R_s) ^[1]

La solubilidad del gas en el petróleo depende de: a) presión, b) temperatura, y c) composición del gas y del petróleo. Para un mismo gas y petróleo, a una temperatura constante, la cantidad de gas en solución aumenta con la presión; y a una presión constante, la cantidad de gas en solución disminuye a medida que la temperatura aumenta. Para

determinadas presión y temperatura, la cantidad de gas en solución aumenta a medida que las composiciones del gas y del petróleo se asemejan, es decir, es mayor en gases de alta gravedad específica y en petróleos de baja gravedad específica.

Se dice que un petróleo está saturado con gas a cualquier presión y temperatura, si al reducir la presión se libera gas de la solución. Inversamente, si no se libera gas de la solución, se dice que el petróleo está subsaturado (o no saturado) a esa presión.

El estado subsaturado implica que existe una deficiencia de gas y que si hubiera existido suficiente gas, el petróleo se encontraría en su estado saturado a esa presión. Más aún, el estado subsaturado implica que no existe gas libre en contacto con el petróleo, es decir, no hay capa de gas. En la figura 2.2 se observa de forma esquemática la tendencia de este parámetro en función de la presión.

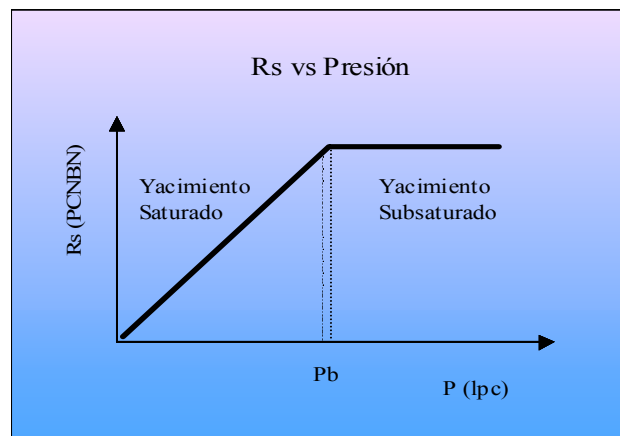


Figura 2.2 Variación del R_s en función de la presión

La solubilidad del gas a condiciones isotérmicas generalmente se expresa en función del aumento en gas en solución por unidad de petróleo por aumento en la unidad de presión, es decir, PCS/bl/lpc, o dR_s/dp . Aunque en muchos yacimientos esta solubilidad es aproximadamente invariable sobre un intervalo considerable de presiones, en cálculos precisos de estudios de yacimiento la solubilidad se expresa en términos del gas total en solución a cualquier presión, es decir, PCS/BN.

2.3 Factor volumétrico del petróleo (β_o) ^[1]

Abreviado FVP y con el símbolo β_o , puede definirse a cualquier presión, como el volumen en barriles que un barril a condiciones standard ocupa en el yacimiento, es decir, a la temperatura del yacimiento y con el gas disuelto que puede retener el petróleo a esa presión. Debido a que la temperatura y el gas disuelto aumentan el volumen del petróleo fiscal, este factor será siempre mayor que la unidad. Cuando todo el gas presente esta disuelto en el petróleo, es decir, a la presión del punto de burbujeo, un aumento adicional en la presión reduce el volumen en proporción a la compresibilidad del líquido. La figura 2.3 representa el comportamiento del β_o a medida que varía la presión.

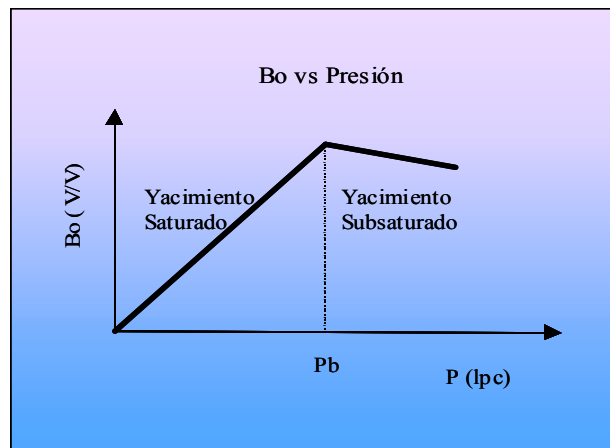


Figura 2.3. Variación del β_o con la presión

2.4 Factor volumétrico del gas β_g ^[1]

Siendo representado por el símbolo β_g , es fundamentalmente un factor de conversión que permite expresar el volumen que ocuparía, a condiciones de presión y temperatura diferentes, un cierto volumen de gas. Utilizando como punto de partida la ley de gases reales se puede obtener el β_g para llevar gas de cualquier presión y temperatura a condiciones standard y viceversa. Una de las expresiones para su cálculo es.

$$\beta_g = 0.02829 \frac{P}{zT} \left(\frac{PCY}{PCN} \right) \dots \text{Ecuación 2.1}$$

Donde:

P = Presión (Lpc)

z = Factor de desviación del gas

T = temperatura (°F)

Se puede observar claramente en la figura 2.4 que a medida que la presión disminuye el β_g , tiende a aumentar en forma exponencial.

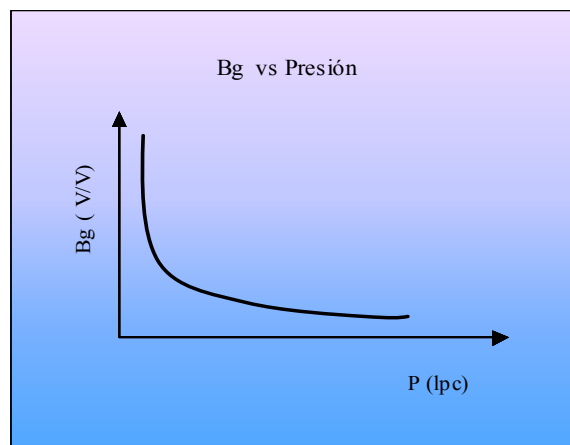


Figura 2.4. Variación del β_g , con la presión

Así como el estudio del yacimiento y la caracterización de los fluidos presentes en él, juegan un papel importante en la estrategia a seleccionar para obtener el mayor recobro, también lo es el pozo y todo lo asociado a él, desde su completación hasta el mecanismo de levantamiento artificial a ser implantado en el mismo, si es necesario.

2.5 Completación de pozos ^[2-3]

La completación de un pozo es la parte esencial de su producción. El conocimiento de los tipos de completación y los aspectos relacionados con ella, contribuirán a disminuir los problemas operacionales que se presentan usualmente. La completación abarca desde la terminación de la perforación del pozo hasta que se instala a producción. Existen varios

tipos de terminación de pozos. Cada tipo es elegido para responder a condiciones mecánicas y geológicas impuestas por la naturaleza del yacimiento. Sin embargo, siempre debe tenerse presente que la terminación, mientras menos aparatosa mejor, ya que durante la vida productiva del pozo, sin duda, se requerirá volver al hoyo para trabajos de limpieza o reacondicionamientos menores o mayores. Además, es muy importante el aspecto económico de la terminación elegida por los costos de trabajos posteriores para conservar el pozo en producción.

La elección de la terminación debe ajustarse al tipo y a la mecánica del flujo del yacimiento al pozo y del fondo del pozo a la superficie, como también al tipo de crudo. Si el yacimiento tiene suficiente presión para expeler el petróleo hasta la superficie, al pozo se le cataloga como de flujo natural, pero si la presión es solamente suficiente para que el petróleo llegue nada más que hasta cierto nivel en el pozo, entonces se hará producir por medio de algún método de levantamiento artificial. En las completaciones de pozos se pueden identificar tres grandes bloques: completación a hueco abierto, completación con tubería ranurada no cementada y completación a hueco revestido y cañoneado.

2.5.1 Completación a hueco abierto

En este caso, el revestidor de producción se asienta por encima de la zona productora. El hoyo se puede profundizar fácilmente o cambiar a una completación con forro y empaçar con grava. Se debe considerar que la completación a hueco abierto permite empaçar el pozo con grava, con ello aumenta su productividad o controla la producción de arena en formaciones no consolidadas. Este tipo de completación tiene mayor aplicación en formaciones de caliza debido a su consolidación.

2.5.2 Completación con tubería ranurada no cementada

En esta completación, el revestidor de producción es asentado y cementado por encima de la zona productora y una tubería ranurada se instala al revestidor mediante un colgador. Este método permite efectuar empaques con arena.

2.5.3 Completación a hueco revestido y cañoneado

En este caso, el revestidor se asienta a través de la formación productora y se cementa; posteriormente, se cañonea para establecer comunicación entre el hoyo y la formación. Dentro de este tipo de completación se pueden dar dos casos: la completación sencilla y la completación múltiple.

Completación sencilla

Es aquella que tiene como objetivo fundamental producir una sola formación y son de dos tipos: completación sencilla sin empacaduras y completación sencilla con empacaduras.

- Completación sencilla sin empacaduras: Es aquella en donde no se colocan empacaduras para permitir el flujo en la tubería de producción y el revestidor. Este tipo de completación se aplica a pozos de muy alta productividad ya sea de crudo o de gas.
- Completación sencilla con empacadura: Es aquella donde se coloca una empacadura para impedir el flujo a través del espacio anular. Este es el tipo de completación que más se usa en Venezuela.

Completación múltiple

Es aquella que tiene como objetivo fundamental poner a producir dos o más yacimientos en el mismo pozo. Hay muchos tipos de completaciones múltiples a los cuales hacer referencia; esta la completación de doble zona, con una sola sarta y una empacadura, completación de doble zona, con una sola sarta y dos empacaduras, completaciones con más de dos zonas y una sarta, completación de dos zonas, con dos sartas y dos empacaduras, completación de tres zonas con dos sartas y tres empacaduras, completación de cuatro zonas con dos sartas y cuatro empacaduras y la de mayor interés en este trabajo la conjunta o “commingled” como es mas conocida.

- La completación doble con una sarta usa una sola tubería para producir una zona y dejar otra aislada que se producirá de forma subsecuente. Utiliza por lo general dos empacaduras sencillas.
- La completación de doble zona, con dos sartas, dos empacaduras y flujo natural utiliza dos tuberías de producción y dos empacaduras: una sencilla, que por lo general es de tipo permanente, y una empacadura dual hidráulica, la cual puede ser convencional o de asentamiento selectivo. Cualquiera de las zonas puede ser adaptada para producir por levantamiento artificial. Este diseño se puede complementar con métodos para control de arena.
- La completación de tres zonas con dos sartas, tres empacaduras y flujo natural: de acuerdo a su estructura se tiene que la zona inferior se puede poner a producir simultáneamente con la zona intermedia o con la zona superior. Es decir, se pueden producir las zonas de una manera selectiva.
- La completación en cuatro zonas, con dos sartas, cuatro empacaduras y flujo natural. es mucho más problemática que la anterior, ya que requiere dos empacaduras sencillas: una permanente y una hidráulica, y dos empacaduras duales de asentamiento hidráulico. En este caso solamente se pueden producir dos zonas de producción al mismo tiempo, quedando las otras dos zonas aisladas entre empacaduras.
- En la completación conjunta o “commingled” se usa una sola tubería para producir dos o más yacimientos de manera conjunta sin aislar los fluidos producidos. Este punto será desarrollado más ampliamente en la sección 2.9.

Muchos de los pozos completados no son capaces de fluir naturalmente o en otros casos, a medida que se producen van perdiendo la energía que les permitía fluir naturalmente, por lo que se hace necesario implantar algún método que ayude a producir de la manera más eficiente lo que puede aportar el yacimiento. Por esto resulta importante discutir sobre los

métodos de levantamiento artificial, ya que estos juegan un papel importante en la producción de un pozo.

2.6 Métodos de levantamiento artificial ^[2-3]

Cuando la energía natural del yacimiento no es capaz de levantar los fluidos presentes en él hasta la superficie, es entonces cuando se emplean distintos métodos de levantamiento artificial, que pueden definirse como el uso de energía adicional; además de la energía natural suministrada por el yacimiento para levantar los fluidos. Los sistemas de levantamiento artificial comúnmente usados en la industria son los siguientes:

2.6.1 Levantamiento artificial por gas (Gas Lift)

Este es un proceso en el cual se inyecta gas, a presión relativamente alta, en punto por debajo del nivel estático del fluido. El método de levantamiento artificial por gas es el único que se asemeja al proceso de producción en flujo natural. Dentro de los tipos de levantamiento artificial por gas se tienen los siguientes:

- Levantamiento artificial en flujo continuo: Se define como el medio para producir artificialmente un pozo mediante la inyección continua y controlada de gas a una columna de fluido.
- Levantamiento artificial en flujo intermitente: Se define como la inyección de volúmenes de gas a intervalos dados de tiempo, los cuales levantan masas de fluidos a la superficie. En una operación normal de flujo intermitente el gas debería entrar en el revestidor a una velocidad cercana a la velocidad del petróleo en la tubería, esto minimiza la posibilidad de canalización del gas en el fluido.

2.6.2 Bombeo mecánico (BM)

El bombeo mecánico es el método de levantamiento artificial más antiguamente conocido y junto con el método de levantamiento por gas, constituyen los más populares. El proceso de

levantamiento consiste en un desplazamiento positivo de fluido desde la bomba hasta la superficie. Los volúmenes de fluido que desplaza la bomba, entran a la tubería de producción desplazando un volumen igual de fluido hacia la línea de flujo y de ésta hacia la estación recolectora, constituyendo este volumen la producción del pozo.

El método es versátil, debido a que una vez instalado se pueden cambiar las condiciones de producción para adaptarlo a la capacidad real del pozo, tratando de mantener en el mínimo el costo de energía de levantamiento.

2.6.3 Bombeo electrosumergible (BES)

Este método de levantamiento artificial es aplicable cuando se desea producir grandes volúmenes de fluidos, en pozos medianamente profundos y con grandes potenciales. Sin embargo, los consumos de potencia por barril diario son también elevados, especialmente en crudos viscosos. Una instalación de este tipo, puede operar dentro de una amplia gama de condiciones y manejar cualquier fluido o crudo, con los accesorios apropiados para cada caso. El principio básico del sistema de bombeo es transmitir en forma de presión, la energía de un motor eléctrico sumergido en el fluido del pozo.

2.6.4 Bombeo de cavidad progresiva (BCP)

El diseño común consiste en un rotor helicoidal sencillo, rotando excéntricamente dentro de un estator helicoidal elastomérico, el cual constituye una doble hélice con una longitud del doble del recorrido del rotor en un giro. La geometría del ensamblaje determina una serie de cavidades separadas, pero idénticas. Cuando el rotor realiza el giro dentro del estator, estas cavidades se desplazan axialmente de una punta del estator a la otra, desde la succión a la descarga, creando la acción de bombeo. Esta bomba se considera de desplazamiento positivo, debido a que las cavidades se encuentran selladas una a la otra.

2.6.5 Bombeo hidráulico

Es un sistema por el cual se levanta crudo, mediante una bomba de subsuelo accionada por un fluido motriz suministrado desde la superficie a alta presión. Existen dos sistemas de bombeo hidráulico:

- El de fluido motriz abierto
- El de fluido motriz cerrado.

La diferencia principal entre ambos es que en el abierto, el fluido motriz se mezcla con el petróleo de formación, mientras que en el cerrado, dichos fluidos permanecen separados. En cada sistema se pueden usar dos tipos de bomba: la fija y la libre. La diferencia principal entre una y otra es que en la primera, la bomba está fijada a la sarta del fluido motriz y para recuperarla es necesario sacar dicha tubería y en la segunda, la bomba no está fijada a la tubería del fluido motriz y para sacarla o meterla se usa la potencia del fluido motriz.

Para determinar el tipo de levantamiento que se implantará en el pozo, es necesario conocer el índice de productividad, es decir, lo que es capaz de aportar.

2.7 Índice de productividad ^[4-5]

Es una relación entre la presión de fondo y la tasa de flujo y es el punto de partida en el análisis de comportamiento del pozo. El concepto de índice de productividad (IP), fue desarrollado como un indicador o parámetro clave en la determinación de la capacidad de producción de un pozo, es decir, es el potencial o habilidad que tiene un pozo para producir fluido relacionado con un diferencial de presión entre la presión estática y la presión de fondo fluente. Su expresión matemática más usual es la siguiente

$$J=IP=\frac{q_t}{P_e-P_{wf}}\left(\frac{BPD}{Lpc}\right) \dots \text{Ecuación 2.2}$$

Donde:

q_t = Tasa de producción líquida total (BPD)

P_e = Presión estática del yacimiento (Lpc)

P_{wf} = Presión fondo fluuyente en la cara de la formación (Lpc)

El IPR (Inflow Performance Relationship) es una descripción del comportamiento del potencial del yacimiento a una presión promedio, lo que constituye un importante elemento en el proceso de producción, por lo que resulta más interesante esta relación que el índice de productividad, ya que éste es determinado para ciertas condiciones que pueden variar de un momento a otro, a diferencia del IPR que representa un comportamiento, razón por lo cual es elemental conocer los factores que influyen en este importante parámetro.

La tasa de flujo q , de la formación, es primeramente una función de la caída de presión, esto es de la diferencia entre la presión promedio de yacimiento y la presión de fondo fluuyente. Para una presión de yacimiento dada, habrá una presión de fondo fluuyente correspondiente a una tasa de flujo. Se graficará una función de la presión y la tasa de flujo como se muestra en la figura 2.5

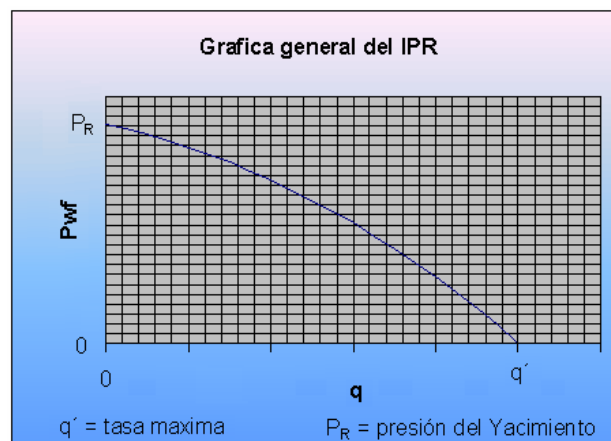


Figura 2.5 Gráfica general del IPR

Luego la presión de fondo es igual a la presión promedio del yacimiento si no hay flujo. El resto de la gráfica se genera reduciendo la presión de fondo, es decir, incrementando el ΔP

(caída de presión o “drawdown”). Al reducir la presión de fondo, la tasa de entrada al pozo incrementará alcanzando el valor máximo cuando la presión de fondo es cero. Este punto es conocido como máximo potencial o en inglés “pumped-off” o también “absolute open flow”(AOF). A medida que el pozo produce, el yacimiento va depletando y la presión promedio del yacimiento declina, luego en el futuro habrá una nueva y más baja presión de yacimiento, una nueva curva de IPR, con una nueva tasa máxima menor como se muestra en la figura 2.6.

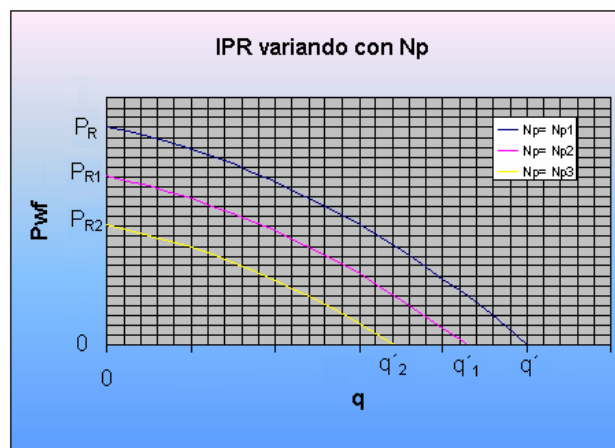


Figura 2.6 Variación del IPR con la producción acumulada

La curva IPR tiene diferentes formas de acuerdo al tipo de yacimiento, dependiendo principalmente del mecanismo de empuje del mismo, como se muestra en la figura 2.7.

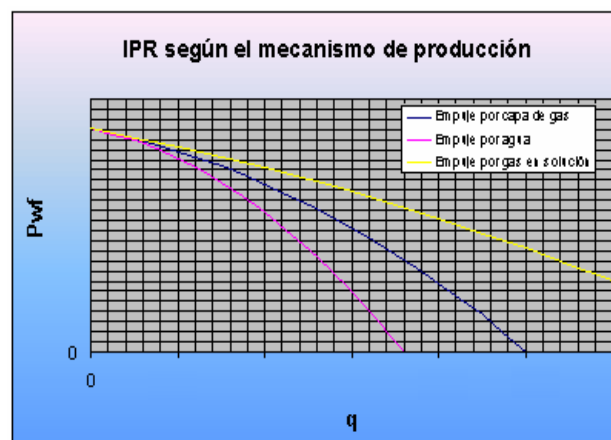


Figura 2.7 Variación del IPR de acuerdo al mecanismo de empuje.

Un yacimiento con un fuerte empuje de agua o empuje por gas en solución, por encima del punto de burbujeo mostrará un IPR lineal. En el caso especial donde IPR es una línea recta, J es igual al recíproco de la pendiente del IPR y es constante. Cuando la presión de fondo fluyente cae por debajo de la presión de burbujeo (P_b), se libera gas que reduce la permeabilidad del petróleo, causando una declinación del índice de productividad, lo que reduce así la tasa de flujo.

Se debe recordar que la permeabilidad relativa del petróleo es dependiente de la saturación de petróleo. Otros factores, como el aumento de la viscosidad del petróleo, la compresibilidad de la roca y la turbulencia en las inmediaciones del pozo, afectan la caída de presión de fondo.

La determinación de la curva IPR es bastante sencilla si se toma un registro de presión fluyente en la cara de la formación mientras se produce el pozo a diferentes tasas. Sin embargo, existen otros métodos para determinar el comportamiento cóncavo de esta función, después de la presión de burbujeo. Entre estos métodos los más famosos son el de Vogel (1968) y el de Fetkovich (1973)

2.7.1 Método de Vogel

El objetivo principal de Vogel fue simular el flujo de dos fases del yacimiento al pozo. Vogel encontró que a medida que la depleción ocurre en un yacimiento por empuje de gas en solución, la productividad del pozo decrece. Esto ocurre porque la presión del yacimiento es reducida y porque la saturación de gas aumenta causando una gran resistencia al flujo de petróleo. El resultado es un progresivo deterioro del IPR, como muestra la figura 2.8.

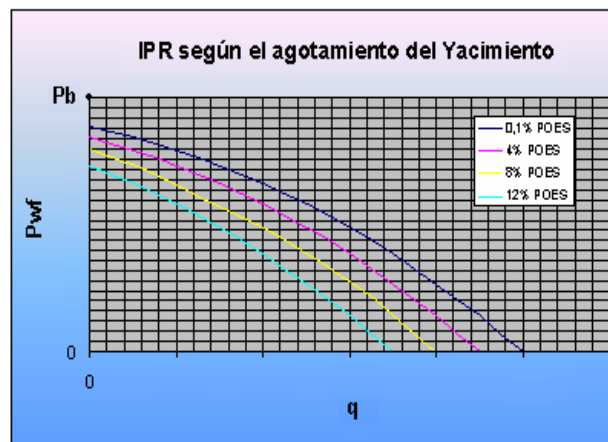


Figura 2.8 IPR según el agotamiento del yacimiento

Vogel luego graficó cada curva como el IPR adimensional o curva tipo. Él obtuvo estas curvas graficando la presión de fondo fluyente dividida por la presión promedio del yacimiento en el eje vertical y la tasa de producción dividida entre la tasa de producción máxima en el eje horizontal, según se muestra en la figura 2.9.

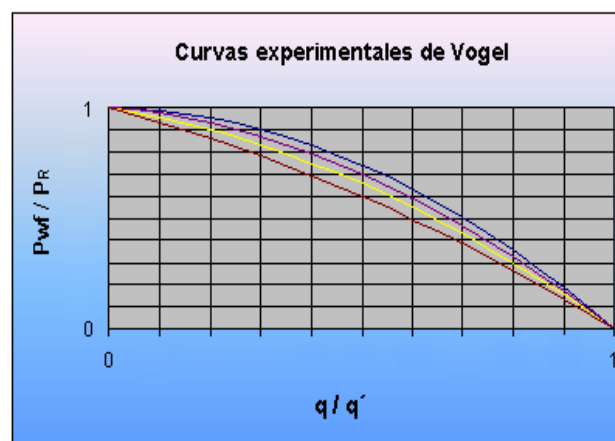


Figura 2.9 Curvas de Vogel

Después de analizar veintiún diferentes yacimientos con diferentes tipos de crudo, permeabilidades relativas y características del pozo, Vogel encontró que el IPR generalmente exhibía una forma similar y a partir de esta observación desarrollo una curva

estándar de referencia, la cual puede ser usada para todos los yacimientos con empuje de gas en solución, cómo se observa en la figura 2.10.

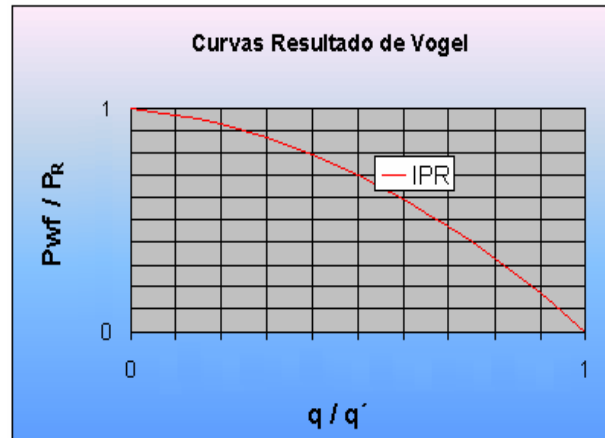


Figura 2.10 Curva adimensional de Vogel

La curva de referencia es descrita exactamente por la siguiente ecuación:

$$\frac{q_o}{q_{o \max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_e} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_e} \right)^2 \quad \dots \text{Ecuación 2.3}$$

Donde:

q_o = Tasa de petróleo(BPPD)

$q_{o \max}$ = Tasa máxima de petróleo(BPPD)

Se debe recordar que los resultados de Vogel son válidos para condiciones bajo el punto de burbujeo.

En 1977 se modificó la formulación de Vogel por Neely para el cálculo del IPR por debajo de P_b :

$$q = IP \left(P_e - P_{wf} - \frac{(P_b - P_{wf})^2}{2.25 P_b} \right) \dots \text{Ecuación 2.4}$$

Donde:

P_b es la presión de saturación en lpc

2.7.2 Extensión del método de Vogel por Standing

Este método surge como resultado de la pregunta hecha por Standing (1970), acerca de cómo calcular la curva IPR a una presión promedio a futuro. Si se sustituye el valor de J , en la ecuación de Vogel, se obtiene la relación:

$$J = \frac{q_{max}}{P_R} \left(1 + 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right) \right) \dots \text{Ecuación 2.5}$$

J está dado en términos de tasas de flujo y presiones. Si J puede ser calculado para alguna presión promedio de yacimiento en el futuro, luego, con ese valor y la ecuación 2.5, la presión y la tasa de flujo necesaria para encontrar la curva IPR a futuro, pueden ser determinadas.

Standing sugirió que en el caso límite donde la caída de presión sea muy pequeña, la presión de fondo tendería a la presión promedio del yacimiento, es decir:

$$\frac{P_{wf}}{P_R} = 1 \dots \text{Ecuación 2.6}$$

El valor de J bajo estas condiciones es referido como J^* y por sustitución en la ecuación 2.5 se obtendría:

$$J^* = 1.8 \left(\frac{q_{max}}{P_R} \right) \quad \dots \text{Ecuación 2.7}$$

El próximo paso es como calcular J^* a medida que cambia la presión del yacimiento. Standing sugiere que J^* a las diferentes presiones de yacimiento es proporcional a la permeabilidad relativa e inversamente proporcional al factor volumétrico de formación (β_o) y la viscosidad.

$$J^* = \frac{K_{RO}}{\beta_o \mu_o} \quad \dots \text{Ecuación 2.8}$$

Donde:

K_{RO} = Permeabilidad relativa al petróleo

β_o = Factor volumétrico del petróleo (BY/BN)

μ_o = Viscosidad del petróleo (cp)

Con esta relación, el valor de J^* a futuro, referido como Jf^* es igual al valor de J^* en el presente (Jp^*) multiplicado por el inverso de la razón de permeabilidad, viscosidad y factor volumétrico:

$$Jf^* = Jp^* \left(\frac{\left(\frac{K_{ROf}}{\beta_o \mu_o} \right)}{\left(\frac{K_{RO}}{\beta_o \mu_o} \right)} \right) \quad \dots \text{Ecuación 2.9}$$

Combinando esta relación con la ecuación de Vogel, Standing encontró el IPR a futuro el cual esta dado por la ecuación:

$$q = \frac{Jf^* P_{Rf}}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}^2}{P_R} \right) \right] \quad \dots \text{Ecuación 2.10}$$

Usando esta ultima ecuación, se asume una presión a futuro a la cual se desea conocer el IPR. Se calcula el Jf^* , se sustituyen estos valores en la ecuación y la misma queda en función de q y P_{wf} , así esta ecuación da la curva IPR a futuro.

2.7.3 Método de Fetkovich

Fetkovich (1973) propuso un método alternativo para calcular el IPR para yacimiento con empuje por gas en solución. Él asumió diferentes cosas, dentro de éstas, el hecho de que un flujo bifásico ocurre a través de un uniforme y circular reservorio, horizontal con borde externo constante y presión por debajo de burbujeo. Una asunción clave de Fetkovich fue que la permeabilidad relativa del petróleo dividida por la viscosidad y el factor volumétrico varía linealmente con la presión como sigue:

$$P \propto \frac{K_{RO}}{\beta_o \mu_o} \quad \dots \text{Ecuación 2.11}$$

Con esta asunción, la relación de Fetkovich es:

$$J_o' = \frac{q}{P_R^2 - P_{wf}^2} \quad \dots \text{Ecuación 2.12}$$

2.7.4 Exactitud y limitaciones de los métodos de Vogel y Fetkovich

Pruebas empíricas han demostrado que las curvas de Vogel son menos exactas a bajas presiones promedio del yacimiento y bajas tasas. Otras limitaciones que se aplican a ambos métodos son:

- Que estos métodos aplican a yacimientos con empuje de gas en solución. Cuando otros mecanismos estén presentes en combinación con el empuje de gas en solución, los

resultados pueden ser buenos bajo ciertas condiciones, pero sólo con presiones bajo burbujeo.

- Que estos métodos son aplicables sólo a flujo bifásico
- Que todos los resultados deben ser sujetos a comparaciones de campo, además de un cotejo histórico o "history matching".

Es de hacer notar que por el método de Fetcovich se obtienen generalmente predicciones de la tasa más altas que los obtenidos por Vogel.

Independiente del modelo que se seleccione para ajustar la curva del IPR, ésta es afectada por la presencia del daño en las inmediaciones del pozo, por lo que resulta conveniente estudiar su efecto.

2.8 Efecto del daño ^[5]

En un pozo en condiciones ideales, el cual penetra la formación, donde la formación está abierta al flujo y donde no existe daño a la formación ni estimulación, el perfil de presión luce como en la figura. 2.11 y la caída de presión es igual a $P_R - P_{wf}$.

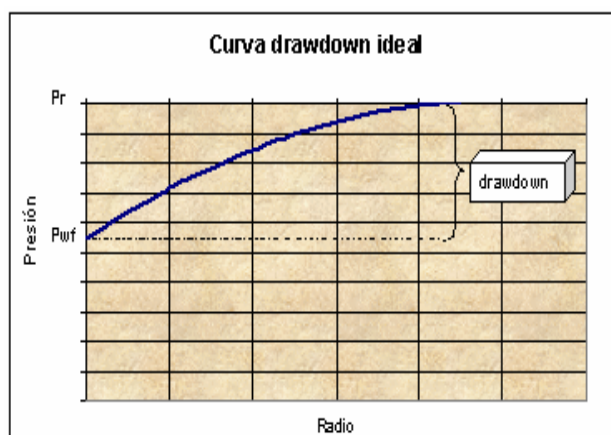


Figura 2.11 Perfil de presión ideal

Si en las adyacencias del pozo la formación ha sido dañada como se muestra en la figura 2.12, habrá una caída de presión adicional debido al daño como lo muestra la figura 2.13.



Figura 2.12 Representación esquemática del daño en las inmediaciones del pozo

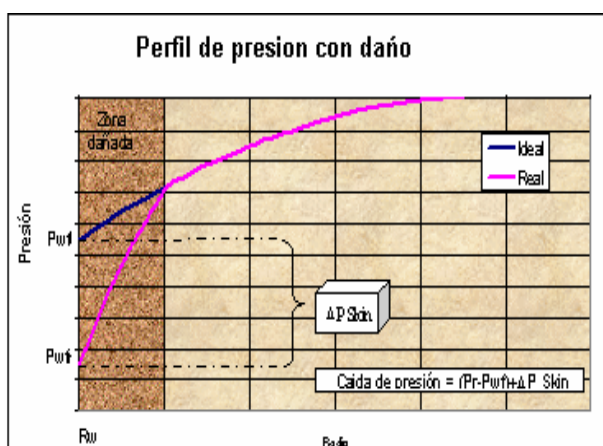


Figura 2.13 Perfil de presión con daño

Esta caída de presión adicional es llamada efecto del daño y se denota por Δp_{skin} . La caída de presión total en un pozo dañado es igual a:

$$\Delta P = (P_R - P_{wf}) + \Delta p_{\text{skin}} \dots \text{Ecuación 2.13}$$

Debido a que el daño del pozo causa una caída de presión adicional, el efecto del daño es positivo. Si la formación ha sido estimulada, la caída de presión será reducida (figura 2.14), por lo que el Δp_{skin} , será negativo y la caída de presión será:

$$\Delta P = (P_R - P_{wf}) - \Delta p_{\text{skin}} \dots \text{Ecuación 2.14}$$

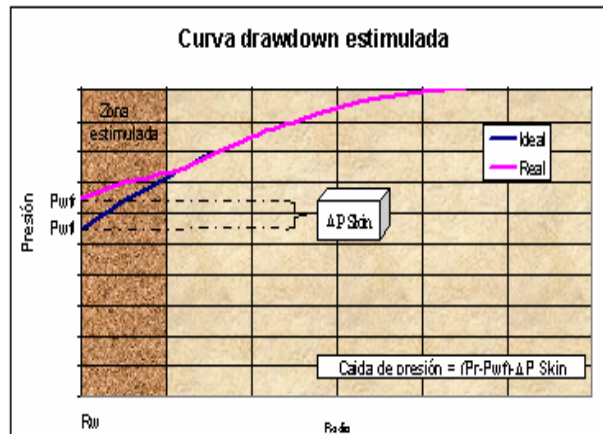


Figura 2.14 Perfil de presión con estimulación

Luego la eficiencia de flujo (FE) es definida como la caída de presión del pozo en condiciones ideales dividida por la caída de presión con efecto de daño, siendo:

$$FE = \frac{(P_R - P_{wf})}{(P_R - P_{wf} + \Delta P_{\text{Skin}})} \dots \text{Ecuación 2.15}$$

El cual será menor que uno. Para un pozo estimulado la eficiencia de flujo sería mas grande que uno y será:

$$FE = \frac{(P_R - P_{wf})}{(P_R - P_{wf} - \Delta P_{\text{Skin}})} \dots \text{Ecuación 2.13}$$

Standing prepara una serie de curvas las cuales pueden ser usadas para calcular el IPR para pozos que tienen eficiencias de flujo diferentes de uno. Usando estas curvas se puede calcular el IPR de un pozo si este fuera estimulado o dañado. Las curvas se muestran en la figura 2.15.

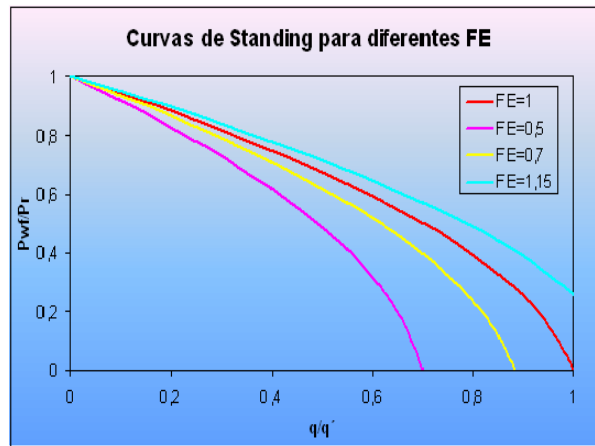


Figura 2.15 Curvas de Standing para diferentes FE

Las curvas dibujadas son para eficiencias de flujo desde 0.5 a 1.5. Las curvas tienen la siguiente relación:

$$\frac{q}{q_{max}} = 1 - \frac{1}{FE} \left(1 - \frac{P_{wf}}{P_R} \right) \quad \dots \text{Ecuación 2.14}$$

Hasta ahora se ha considerado la forma del IPR para una sola y homogénea zona de producción. En realidad, esto es difícil de encontrar. Muchos horizontes están separados por capas impermeables de lutitas dividiendo el intervalo de producción., donde las características de los fluidos producidos pueden ser ligeramente diferentes así como otras características de los yacimientos. En muchos casos, los pozos son completados en dos o más zonas. Estas zonas pueden ser del mismo yacimiento, es decir, yacimientos estratificados, o pertenecer a yacimientos diferentes, es por esta razón que surge el análisis de producción conjunta de yacimientos.

2.9 Producción conjunta de yacimientos ^[6-8]

Cuando dos o más de estas arenas son producidas simultáneamente, a través de la misma tubería de producción, es lo que se define como producción conjunta, o flujo "Commingled". Para analizar el comportamiento de un pozo con producción conjunta, se

considera el caso de dos zonas que poseen diferentes valores de presión de yacimiento (P_e), fracción de agua (f_w), relación gas-líquido (RGL), tasa máxima ($q_{m\acute{a}x}$) e índice de productividad (J) fluyendo a través de un hoyo común, como se ilustra en la figura 2.16.

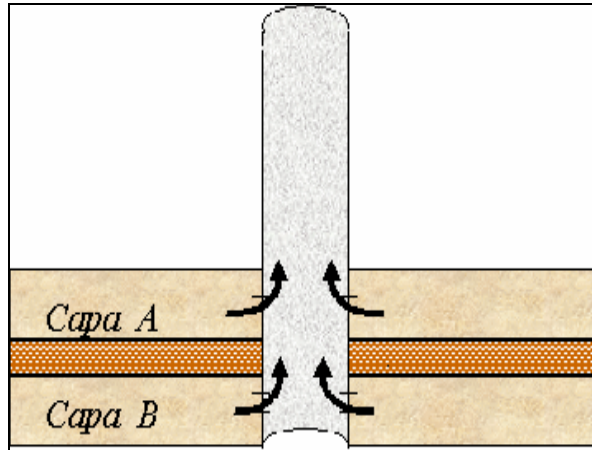


Figura 2.16 Esquema de producción conjunta

Así mismo; obsérvese la figura 2.17, donde se considera que la presión de yacimiento de la capa B (P_{eB}) es mayor que la presión de yacimiento de la capa A (P_{eA}). Si la presión de fondo fluyente P_{wfB} (generada por la presión de separación y las caídas de presión a través de la línea de flujo, de la tubería y a través del reductor) es mayor que P_{eA} , existirá flujo hacia la zona A desde la zona B, es decir, flujo cruzado o "crossflow". En este caso, no existirá producción en superficie hasta que la presión de fondo fluyente de la zona B sea lo suficientemente baja para que el flujo, de la zona de mayor presión, sea mayor que la tasa a la cual se fluye hacia la zona de menor presión, es decir, se excede la tasa de flujo cruzado.

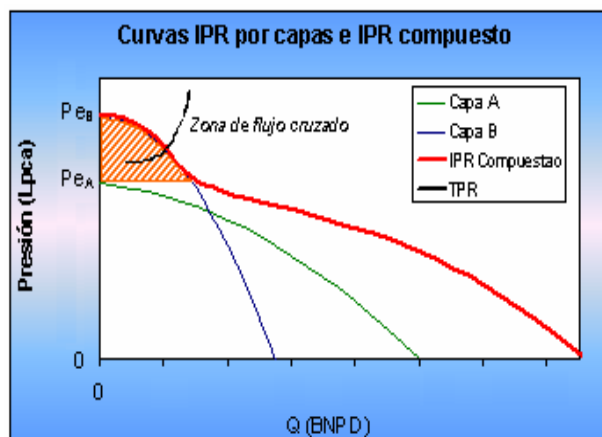


Figura 2.17 IPR Compuesta - Zona de flujo cruzado

Una vez, que la presión P_{wf} sea menor que la presión P_{eA} , comenzará flujo de ambas zonas. Un ejemplo de este caso se muestra en la figura 2.18

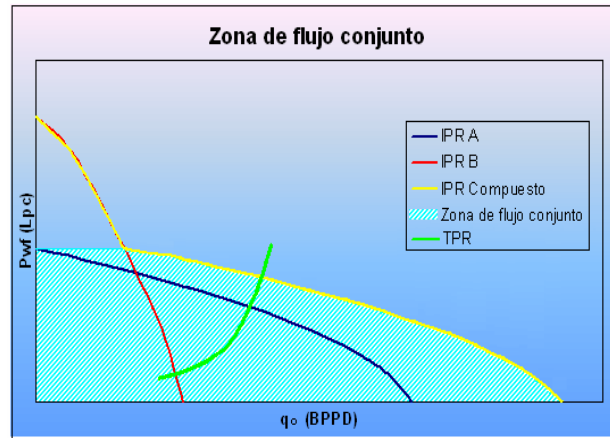


Figura 2.18 Zona de flujo conjunto

2.9.1 Metodología para hallar el IPR de producción conjunta

Una metodología propuesta⁶ para la construcción de la curva de IPR compuesta cuando dos o más zonas están siendo producidas conjuntamente, es utilizada y desarrollada a continuación. Para el uso de este procedimiento se requiere de cierta información base, tal como: los datos mecánicos del pozo bajo estudio, es decir diámetro y longitud de tuberías, profundidad de cada zona, así como del punto de inyección de gas-lift si lo hubiere, las curvas de IPR de cada una de las zonas involucradas calculadas al nivel medio de cada una de ellas y la RGP de las mismas.

El procedimiento recomendado se puede resumir en los pasos siguientes:

1. Determinar la presión de fondo fluente (P_{wf}) necesaria para obtener una tasa determinada de la zona más profunda, en el gráfico de curvas IPR individuales.
2. Colocar esta P_{wf} en el nivel de la zona más profunda del gráfico de presión contra profundidad.

3. Determinar la presión fluyente en el nivel de la zona inmediata superior a la más profunda. con el uso de curvas de gradiente (o programas para calcularlas), tomando la RGP de la zona más profunda y los diámetros de tubería y distancia entre zonas.
4. Determinar la tasa obtenible a esa presión en la zona siguiente a la más profunda, con el valor de presión fluyente calculado en el paso anterior, entrando de nuevo en el gráfico de las curvas IPR individuales.
5. Determinar la tasa total de fluido, mediante la suma de las tasas de las dos zonas.
6. Determinar la RGP total mediante la fórmula:

$$RGP_T = \frac{qb \times RGP_b + q_a \times RGP_a}{qb + q_a} \quad (\text{RGP pesada por volumen}) \quad (4)$$

7. Determinar la presión fluyente en el nivel siguiente a los dos anteriores, con estas condiciones. Repetir los pasos anteriores (5 y 6) para determinar la tasa total y RGPT.
8. Calcular la presión fluyente desde el último nivel al nivel del punto de inyección de gas, tomando en cuenta los cambios de diámetro de tubería.
9. Colocar en el gráfico de curvas IPR la Pwf calculada en el paso anterior (en el punto de inyección de gas de levantamiento) contra la tasa total.
10. Repetir el procedimiento tomando otras tasas de producción para la zona inferior.

Con los puntos generados de esta forma se podrá al final construir una curva de IPR compuesta, sin importar el número de zonas que estén abiertas. Por supuesto, el procedimiento será más laborioso a medida que exista mayor número de zonas.

2.9.2 Aplicaciones de producción conjunta

La producción conjunta, es una técnica que permite producir varios yacimientos a través de la misma tubería de producción. Su objetivo básico, es adicionar en forma concurrente la productividad de varias zonas para incrementar la tasa de producción de un pozo, lo cual resulta posible si se cumplen ciertos requerimientos mínimos que pueden ayudar en la selección de los candidatos a ser productores en conjunto.

A continuación se indican algunas condiciones, en las cuales el sistema puede aplicarse:

- 1) Yacimientos altamente agotados, en donde los niveles de presión y reservas resultan bajas, por lo cual no resulta económica su explotación comercial. En estos casos, la implantación de este tipo de proceso disminuye considerablemente los costos y además, aumenta la producción de los pozos, por lo que su rentabilidad económica se incrementa. Adicionalmente, se acelera el recobro de las reservas remanentes, ya que no es necesario esperar el agotamiento de las reservas de cierta zona para iniciar la producción de otra.
- 2) En yacimientos maduros sometidos a procesos de inyección de agua. En estos casos, es posible reducir la tasa de producción por zonas sin sacrificar la tasa total del pozo. Debido a que la tasa individual de las zonas es menor, la presión de fondo fluyente frente a éstas es mayor y esto permitirá una mayor estabilidad de los frentes de invasión, retardando la ruptura del agua en los pozos productores.
- 3) Yacimientos separados por capas delgadas de lutitas y con mecanismos de producción semejantes que permitan un comportamiento de presión y producción estable entre todas las zonas. Al tener una presión fluyente mayor frente a cada yacimiento se puede disminuir la producción de arena, migración de finos, y de fluidos indeseables por conificación u otro problema local.
- 4) Levantamiento artificial simultáneo de los fluidos de varias arenas con moderadas a altas tasas brutas de producción, y bajas tasas de producción neta, con propiedades

similares, en donde todas las tasas individualmente requieran de dicho método de producción.

- 5) Levantamiento artificial simultáneo de los fluidos de varias arenas con bajas tasas de producción brutas, altas relaciones gas-líquido y propiedades similares. Adicionalmente se persigue disminuir el volumen total de inyección de gas de levantamiento.
- 6) Levantamiento simultáneo de una arena de moderada tasa de producción neta y mediana gravedad API (20-35) Y de una arena de baja tasa de producción neta y alta gravedad de crudo (39-45 o API). Se persigue el mejoramiento de la calidad de crudo producido.
- 7) Levantamiento artificial del crudo de una arena que requiere de dicho método de producción, mediante los fluidos de otra arena que produce mediante flujo natural, con moderada presión en el cabezal. Se persigue disminuir o eliminar volumen total de inyección de gas de levantamiento.

2.9.3 Limitaciones de producción conjunta

De la misma forma como existen aplicaciones para este tipo de proceso, también se presentan algunos casos, en donde debe evitarse esta práctica o por lo menos manejarse con sumo cuidado, para evitar resultados poco satisfactorios. Ejemplos de estas situaciones pueden ser:

- 1) Yacimientos en donde los fluidos de las distintas zonas presenten características físico - químicas que los hagan incompatibles. La puesta en producción conjunta de zonas que no sean compatibles entre sí, puede traer consecuencias graves que incluso interfieran seriamente la producción, tales como acumulaciones o depósitos de escamas, asfaltenos y otros elementos indeseables.

2) Zonas con diferenciales de presión considerables. Esta situación es especialmente peligrosa cuando existen zonas que toman fluidos con facilidad (zonas fracturadas). El problema se presenta cuando la presión fluyente resultante frente a la zona de menor presión, es mayor que la presión estática de ésta, lo que produce una inyección indeseable y por lo tanto pérdida de producción en superficie, e incluso de reservas.

3) Debe tratarse en lo posible de evitar la producción conjunta de zonas con marcados cortes de agua. Esto es debido a que la zona de alto corte de agua, puede ocasionar un aumento excesivo de la presión fluyente, evitando de esta forma la producción eficiente de las zonas.

4) Por las mismas razones descritas, debe evitarse colocar en producción conjunta, zonas muy distantes entre sí, ya que ello ocasionará cargas de presión fluyentes muy pesadas sobre las zonas inferiores.

Se requiere en la implantación de este proceso un análisis pozo por pozo, que permita establecer las condiciones óptimas de producción de cada caso en particular, así como un seguimiento que permita corregir las posibles desviaciones.

2.9.4 Metodología para el análisis de factibilidad de producción conjunta

La Producción Conjunta de yacimientos ha demostrado ser un método eficaz, por supuesto, bajo ciertas condiciones o requerimientos mínimos que deben considerarse para su aplicación. Analizar la factibilidad de producción conjunta, exige un estudio profundo de los yacimientos a ser producidos mediante este método; por consiguiente, se hace necesario manejar algunos aspectos, en los cuales se basa esta metodología.

A continuación se presentan los principios bajo los cuales se analiza la factibilidad de producción conjunta. Estos principios se clasifican en: generales, que son las premisas básicas de evaluación; y específicos, o criterios característicos del campo en estudio.

Principios generales para el análisis de factibilidad de producción conjunta.

A continuación se establecerán algunas premisas generales a ser consideradas para el análisis de factibilidad de la aplicación de la misma:

➤ **Reservas/Tasa de producción.**

Pozos cuyas reservas recuperables remanentes, asociadas a la totalidad de las arenas prospectos, satisfacen con el mínimo de reservas requerido para trabajos de RA/RC, pero las tasas de producción estimadas individualmente por arena son bajas, lo que ocasiona bajas tasas internas de retorno. En otras palabras, no clasifican para trabajos mayores, por lo cual se le asigna la denominación de pozos con "producción ineficiente". A continuación se presentan las características de un considerable conjunto de pozos, que de acuerdo con la definición anterior estarían bajo este concepto:

- a) Pozos activos/inactivos: La suma total de las reservas recuperables remanentes justifican económicamente un trabajo de reacondicionamiento permanente, pero la tasa individual estimada de cada una de las arenas, ocasiona un tiempo de pago muy largo y una baja tasa interna de retorno, lo cual no justifica su apertura una vez completado el pozo.
- b) Pozos activos con una o más arenas cuyas tasas de producción están muy cercanas a la tasa mínima operable económicamente.
- c) Pozos con arenas cerradas a causa de la baja tasa de producción, alta relación gas petróleo o alto porcentaje de agua en los cuales la incorporación de sus reservas asociadas a su área de drenaje presentan limitaciones.

➤ **Condición de Flujo/Presiones.**

Uno de los aspectos determinantes que tradicionalmente ha limitado la implantación de un proceso de producción conjunta es, sin duda, que los regímenes de presiones de

yacimientos sean similares, es decir, un diferencial de presión deseado, no mayor de 300-500 lpc (rango arbitrario tomado de experiencias de campo), con el objeto de evitar zonas con diferenciales de presión considerables. De lo contrario, podría existir una condición de flujo cruzado. Esta situación es especialmente compleja cuando existen zonas que toman fluidos con facilidad. Si se logra bajar lo suficiente la presión fluyente, el problema puede ser controlado. Esto puede lograrse en algunos casos, mediante el uso de bombas electrosumergibles u otro procedimiento que genere una presión de fondo fluyente que permita fluir el pozo bajo condición de flujo conjunto. En otras palabras, el operador puede en cierta forma evitar la condición de flujo cruzado y/o el flujo de una sola arena, ajustando la energía a suministrar al pozo.

➤ **Método de Producción.**

Un punto de atención al seleccionar posibles pozos candidatos para ser operados mediante producción conjunta, es el método de producción individual de las arenas completadas.

Cuando todas las arenas requieren de levantamiento artificial, el operador puede ajustar la energía a suministrar al pozo, de manera tal que se genere una presión de fondo fluyente que permita fluir el pozo bajo condición de flujo conjunto, evitándose al mínimo la condición de flujo cruzado y/o el flujo de una sola arena.

Ahora bien, cuando una o más arenas producen en forma natural, cambia totalmente la situación. En el caso de un pozo donde una arena requiere de levantamiento artificial y una fluye de manera natural, se debe tener el cuidado que la arena que fluye natural sea de moderada a baja presión. De esta manera se puede tener la oportunidad de obtener, con reductor o sin él, una presión de cabezal lo suficiente baja que genere una presión de fondo fluyente que permita fluir el pozo bajo condición de flujo conjunto.

La situación más compleja es el caso de un pozo donde varias arenas fluyen en forma natural. En este caso, se debe verificar que la presión del cabezal de cada una de las arenas,

generadas por un mismo reductor, originen presiones de fondo fluyentes tales que impidan un flujo cruzado o generen el flujo de una sola arena.

Se recomienda para la aplicabilidad de esta técnica, en lo posible fluir en conjunto yacimientos en los cuales los mecanismos de producción sean semejantes, que permitan un comportamiento de presión y producción estable entre todas las zonas involucradas.

➤ **Comportamiento de agua y sedimentos.**

Otra de las limitantes a considerar para la aplicabilidad de esta técnica es, sin duda, colocar en producción conjunta zonas de bajo corte de agua con zonas de alta producción de agua, ya que tiende a incrementarse el peso de la columna hidrostática, minimizando la producción eficiente de las zonas.

Por lo tanto, los pozos deben ser completados, en donde los yacimientos involucrados presenten un comportamiento de agua y sedimentos (AyS) similares. Sin embargo, esta no es una condición que estrictamente prevalece, un análisis de presiones fluyentes es requerido para un estudio más riguroso.

➤ **Espesor /Separación entre yacimientos.**

Un punto de atención al seleccionar posibles pozos candidatos para ser operados mediante producción conjunta, es un atractivo espesor de arena neta petrolífera asociado a la permeabilidad efectiva de las arenas en consideración, ya que ambos parámetros se encuentran estrechamente relacionados con el índice de productividad de los yacimientos involucrados en el proceso.

En cuanto a la ubicación de las arenas se refiere, se recomiendan yacimientos o zonas no muy distantes entre sí, ya que ello evitará ocasionar cargas de presión fluyente muy pesadas sobre las zonas inferiores.

➤ **Compatibilidad de fluidos/ Medición y control**

Es de suma importancia, establecer la compatibilidad entre los fluidos contenidos por las diferentes zonas involucradas para evitar posteriores problemas de producción que puedan obstruir la tubería de producción de los pozos, tales como acumulación o depósitos de escamas, emulsiones, asfáltenos y otros elementos indeseables. En otras palabras, este sistema es de factible aplicabilidad en yacimientos donde los fluidos de las distintas zonas presenten características físico-químicas similares, que los hagan compatibles.

En lo relacionado con el control y la medición de los fluidos se puede decir que este ha sido uno de los aspectos que tradicionalmente han limitado la implantación de un proceso de producción conjunta. Este control resulta indispensable para contabilizar cuales son las reservas remanentes de cada yacimiento y para poder ejecutar cualquier estudio de balance de materiales o simulación numérica.

Para realizar esta medición se pueden utilizar dos métodos: el primero que solo puede ser utilizado para flujo natural, en donde se utiliza una herramienta “Flowmeter” para medir el caudal de aporte de cada arena y el segundo método es el análisis cromatográfico, el cual ha sido utilizado exitosamente para llevar a cabo estas labores. Este procedimiento presenta varias ventajas debido a que resulta mucho más sencillo, rápido y barato que el método tradicional. Esta técnica utiliza una forma de cromatografía capilar en la cual se usa un programa de computadora para procesar la data cromatográfica cruda, cotejando los cromatogramas y calculando la composición de una mezcla de crudos basada en un análisis previo de sus componentes individuales. El procedimiento para realizar un análisis cromatográfico consta de las siguientes etapas:

1. Tomar muestras de crudo finales individuales de cada uno de los componentes de la mezcla. Este muestreo debe llevarse a cabo en pozos completados en forma sencilla o separadas por empacaduras, o a través de pruebas tipo DST o RFT.

-
- Gráfico de correlación entre el Valor de la Relación (eje horizontal) y los Picos Diferenciados (eje vertical). El eje horizontal superior muestra el Valor de la Relación de 0 a 100. El eje horizontal inferior muestra el Valor de la Relación de 100 a 0. El eje vertical muestra el Valor de la Relación de 0 a 2.6.
- Se muestran tres líneas de regresión:
- A:** Línea positiva.
 - B:** Línea negativa.
 - C:** Línea negativa.
- Los datos incluyen:
- Muestras de Laboratorio: $\circ$, $\triangle$, $\times$
 - Muestra Desconocida: $\diamond$
- Una línea vertical punteada indica la composición de la muestra desconocida, correspondiente a un Valor de la Relación de aproximadamente 65.

Los resultados obtenidos del programa de computación son evaluados contra datos de producción si éstos están disponibles. Este procedimiento proporciona un chequeo adicional sobre la calibración del programa.

36

2.10 Curva de demanda de los fluidos (TPR) ^[9]

La representación gráfica de la habilidad que tiene un pozo conjuntamente con sus líneas de flujo superficiales, para extraer fluidos del yacimiento, se conoce como “Relación del Comportamiento de Eflujo” o Curva de demanda de los fluidos”, TPR (“Tubing Pressure Relationship”). Cada punto de la curva de demanda representa la presión de fondo que el pozo necesita del yacimiento, para poder llevar los fluidos desde el fondo hasta el separador a una tasa dada de producción. Para encontrar los puntos que permitan trazar esta curva, es necesario calcular las presiones a lo largo de todo el sistema de producción.

El cálculo de presiones a través del sistema de producción desde el fondo del pozo hasta el separador, se realiza a través de correlaciones de flujo multifásico. Se determina la presión de cabezal, con correlaciones de flujo horizontal a partir de la presión del separador. Con la presión de cabezal y las correlaciones de flujo vertical, se calcula la presión de fondo fluyente para diferentes tasas de producción; de esta forma, se construye la curva de demanda. La intersección entre las curvas de afluencia y efluencia de un pozo determinan su punto de operación, es decir, establecen el equilibrio entre la oferta del yacimiento y la demanda del sistema de producción, véase figura 2.20.

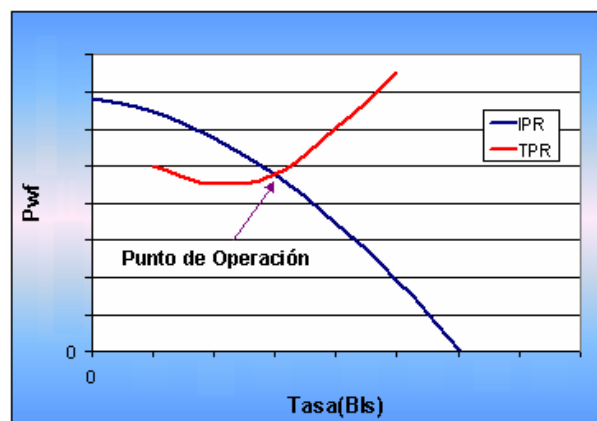


Figura 2.20 Representación del punto de operación

Como las variables que afectan la forma de las curvas de oferta y demanda cambian lentamente con el tiempo y/o producción acumulada de fluidos, la tasa de producción de

equilibrio no cambia bruscamente a menos que se altere instantáneamente el estado mecánico del pozo.

La curva de comportamiento de eflujo (TPR) es elaborada independiente de la curva de influjo (IPR). Los casos mas comunes del comportamiento de las curvas de IPR y TPR se muestran a continuación.

Caso 1: Las curvas no se interceptan (figura. 2.21). La curva de TPR está por encima de la IPR. Esto indica que el pozo no fluirá bajo las condiciones dadas. En este caso se puede tratar de implementar algún método de levantamiento artificial

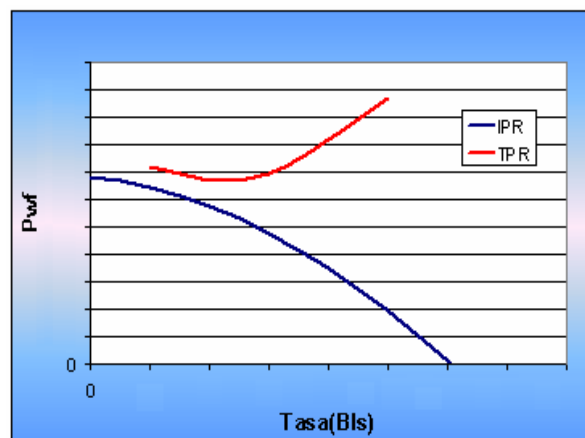


Figura 2.21 Representación gráfica del caso 1

- Caso 2. No hay intersección de las curvas en el gráfico(figura 2.22). Esto es un indicativo de que no se seleccionó la escala adecuada. Como la IPR está por encima de la TPR, el pozo fluirá a cualquier tasa en donde se cumpla esta condición. Se requerirá de un estrangulador para controlar la producción .

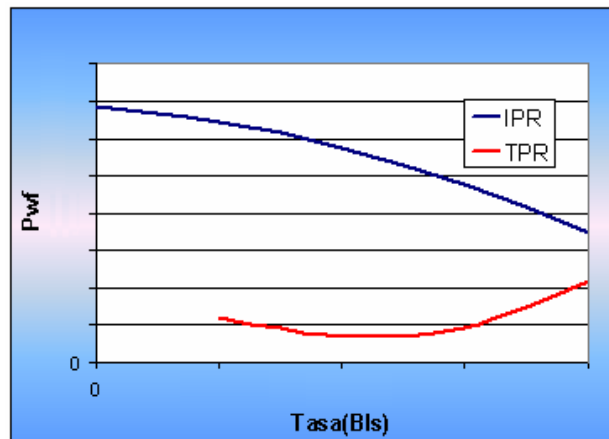


Figura 2.22 Representación gráfica del caso 2

- Caso 3: Las curvas se interceptan a una tasa dada que corresponde a la tasa de flujo natural (figura 2.23). Sin embargo, en este caso la producción podría incrementarse con un equipo de levantamiento artificial capaz de proveer el diferencial de presión necesario.

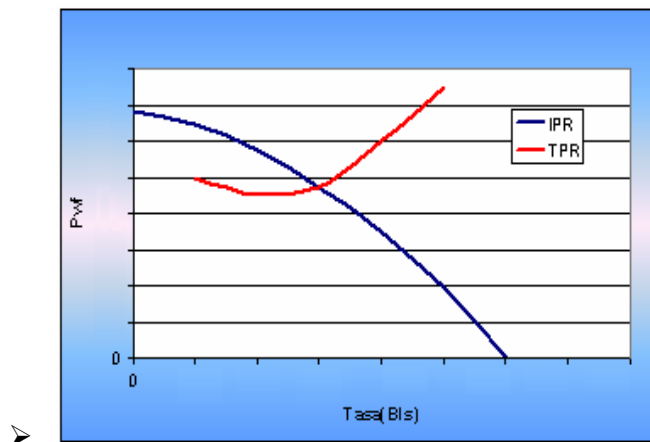


Figura 2.23 Representación gráfica del caso 3

- Caso 4: Las curvas se interceptan en dos puntos a baja tasa y tasa alta (figura 2.24). La intersección a tasa de flujo baja es una zona de fluido inestable, La segunda intersección ocurre en una zona de flujo estable. El pozo debe ser puesto a producir con una tasa de flujo mayor que la tasa de flujo baja; de lo contrario, el pozo fluirá por cabezadas y dejará de fluir. Es aconsejable que este tipo de pozo opere con levantamiento artificial con el objeto de aumentar la tasa de flujo.

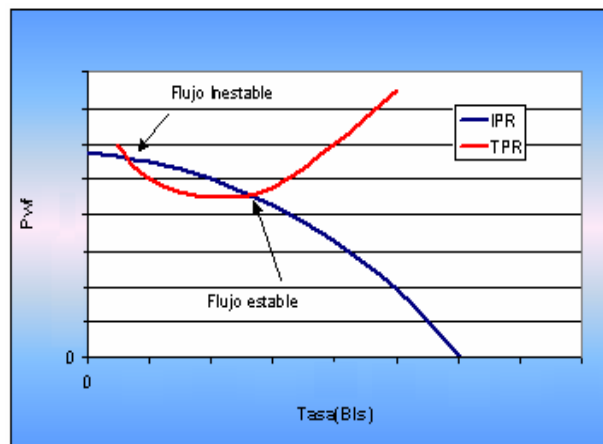


Figura 2.24 .Representación gráfica del caso 4

DESCRIPCIÓN GENERAL DEL ÁREA

3.1 Descripción general ^[10]

El Área Mayor de Socororo se encuentra ubicada geológicamente en el flanco suroeste de la Cuenca Oriental de Venezuela y geográficamente, está localizada en las cercanías de la población de Pariaguán, Estado Anzoátegui. En la figura 3.1, se señala la ubicación geológica y geográfica del área..

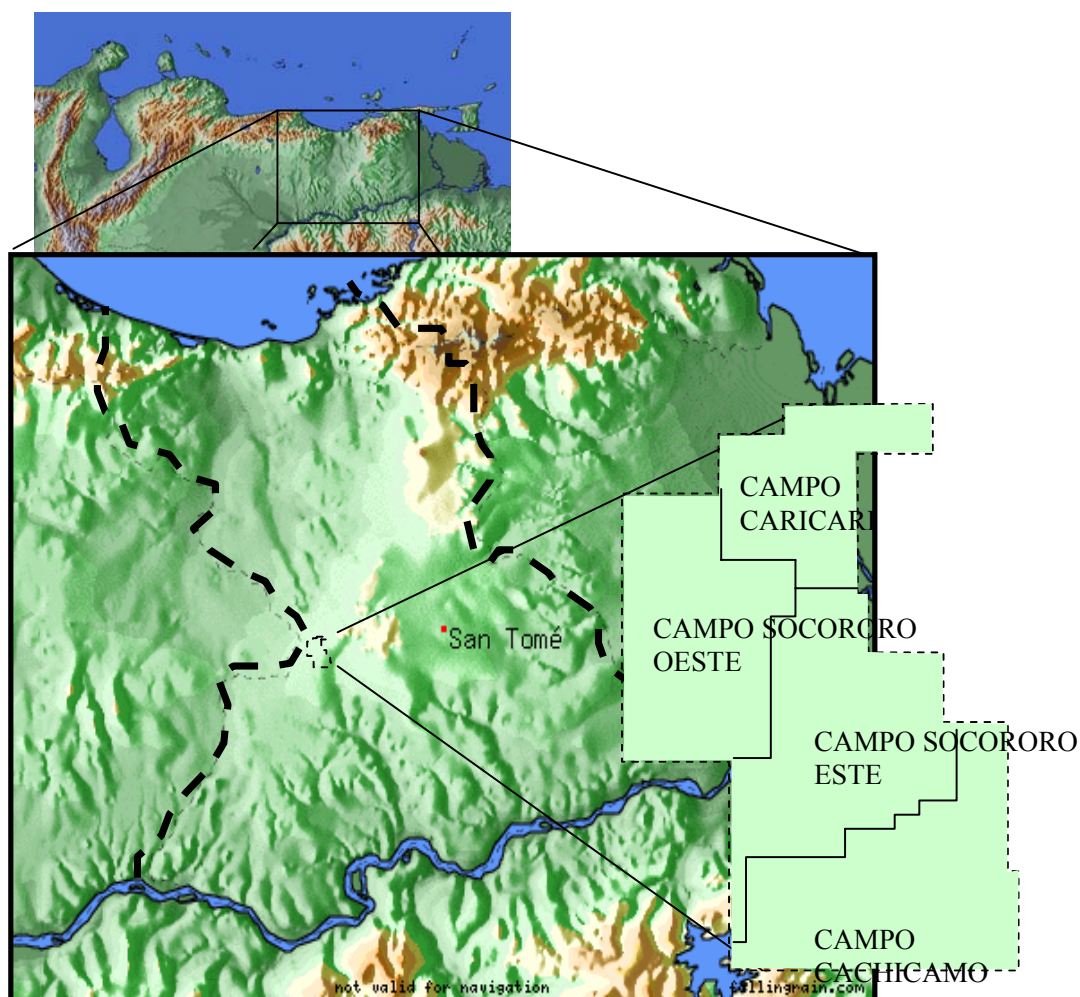


Figura 3.1 Ubicación geográfica del Área Mayor de Socororo

El área de estudio se encuentra constituida por los campos Socororo, Cachicamo y Caricari abarcando un área aproximada de 270 kilómetros cuadrados de superficie, y está limitada al Oeste por el campo Budare, al Sur por los campos de Petrozuata, al Este por el campo Yopales y al Noreste por el campo Caracoles. El área se encuentra dividida en tres (3) con una distribución de pozos en el área como se observa en la figura 3.2

Área 1: Socororo

Área 2: Cachicamo

Área 3: Caricari

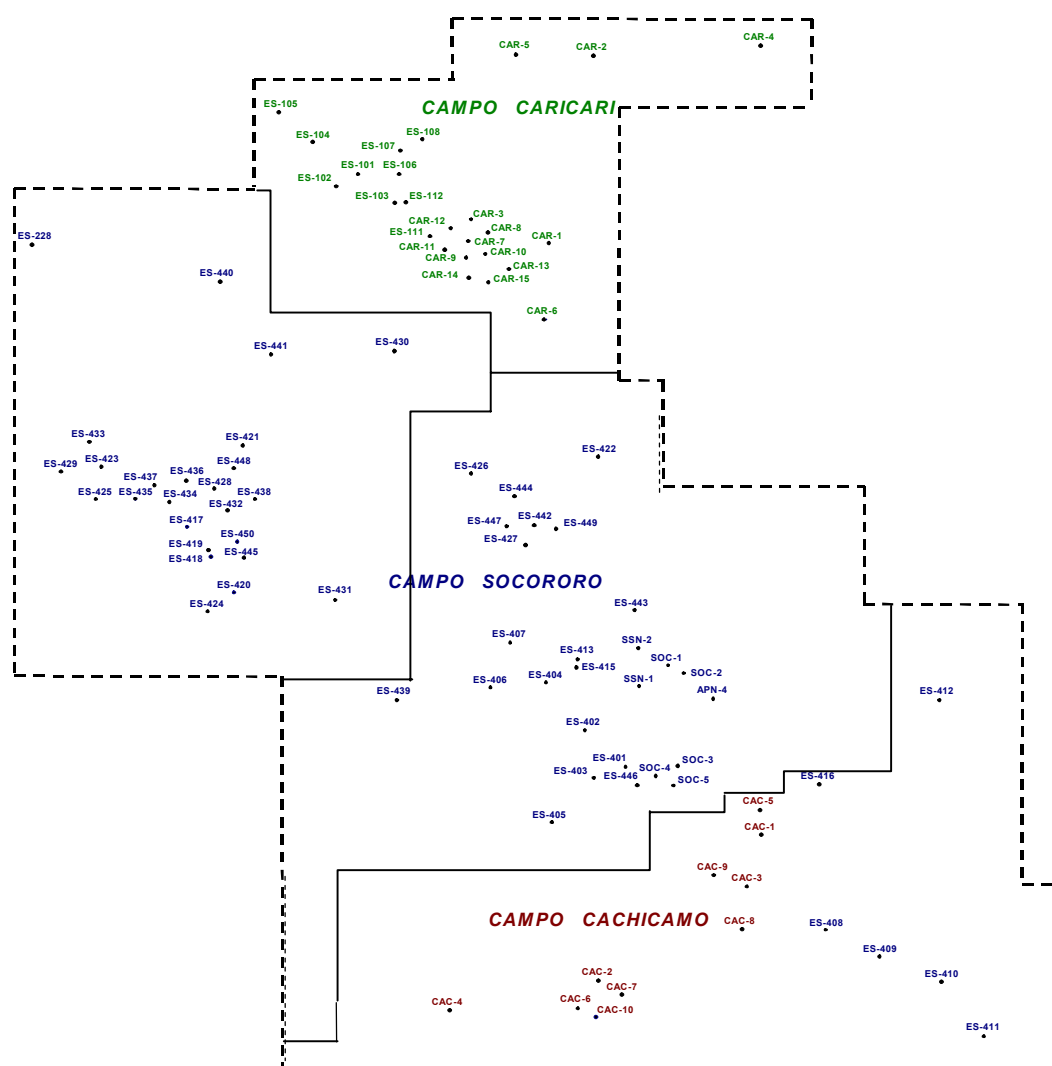


Figura 3.2 División del Área Mayor de Socororo y distribución de los pozos

La estructura del Área Mayor de Socororo se define mediante dos sistemas de fallas predominantes, las cuales se muestran en la figura 3.3.

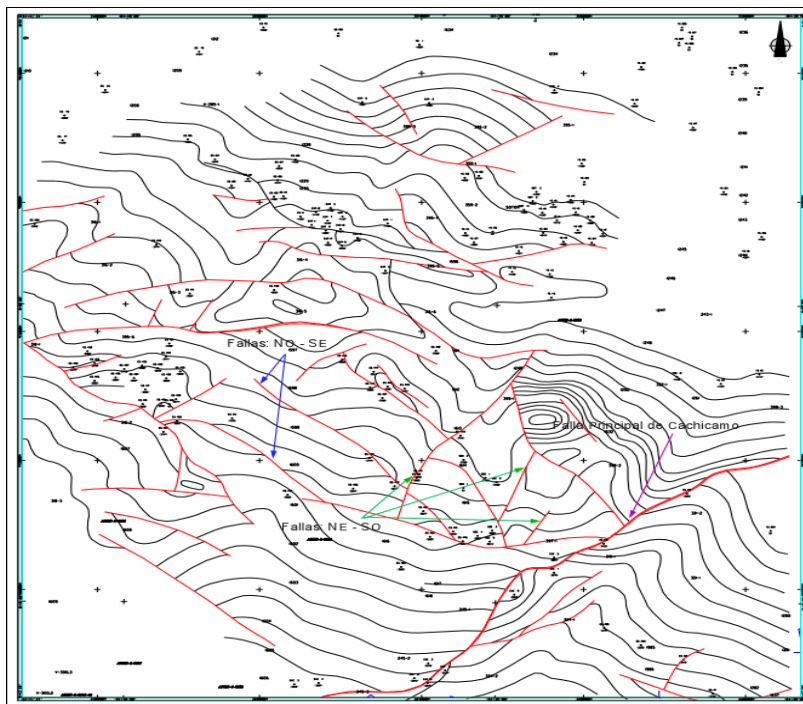


Figura 3.3 Sistemas de fallas (Arena U, Formación Oficina)

El primer sistema tiene rumbo NO-ES, paralelo al rumbo de las capas y en general, las fallas buzcan hacia el sur, tienen un salto de falla que varía entre 25' – 100'. Mientras que el segundo sistema tiene rumbo NE-SO y las fallas no tienen una sola dirección de buzamiento, buzcan indistintamente hacia el este y hacia el oeste, aquí se encuentra el elemento estructural más importante del área: la falla principal de Cachicamo, la cual posee una magnitud de salto que varía entre 70' – 180', en las otras fallas del sistemas el salto varia entre 20' – 70'. Las principales formaciones más productoras del Área Mayor de Socororo se sedimentaron durante la época del Mioceno inferior y Mioceno medio correspondiente al período Neógeno de la era Terciaria (Formación Merecure superior y Oficina inferior). Dadas las características de la zona, los yacimientos son lenticulares de poco espesor y se estima que el área posee un total de 103 yacimientos de petróleo y 77 yacimientos de gas.

3.2 Estratigrafía

La columna estratigráfica del Área Mayor de Socororo se puede observar en la figura 3.4, y está constituida por las formaciones Mesa, Las Piedras, Freites, Oficina, Merecure, Grupo Temblador y Carrizal. Siendo las formaciones Oficina y Merecure las principales unidades productoras de hidrocarburos del área. Ambas formaciones son rocas recipientes, y la formación Querecual es la generadora de hidrocarburos, es decir, la roca madre.

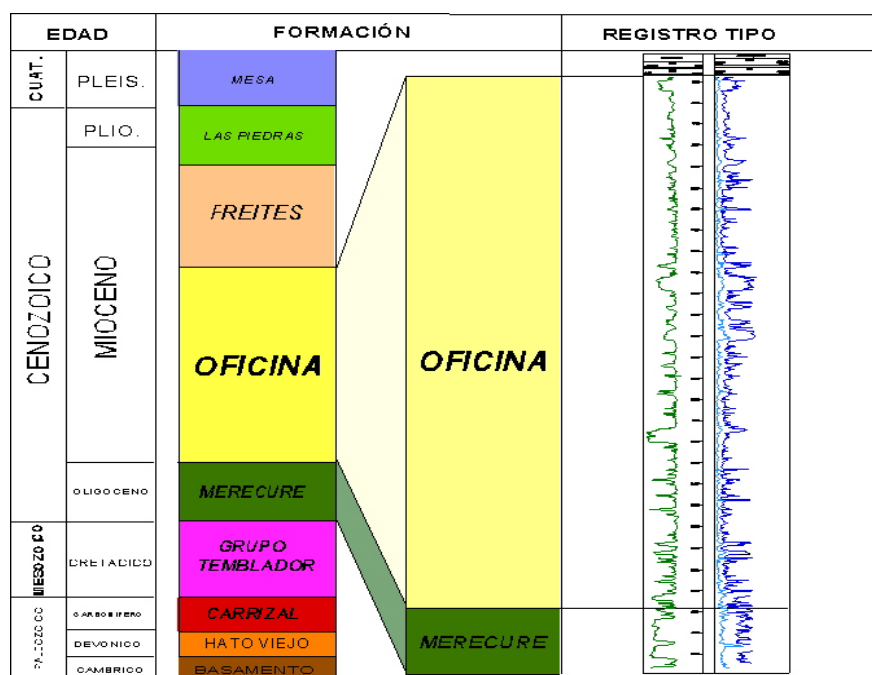


Figura 3.4 Columna estratigráfica del área

Descripción litológica de las unidades productoras más importantes:

- Formación Oficina: se caracteriza por alternancia de lutitas grises, gris oscuro y gris marrón, intercaladas e interestratificadas con areniscas y limonitas, con presencia de capas de lignitos y lutitas ligníticas. En el Área Mayor de Socororo, la Formación Oficina está constituida estratigráficamente por una secuencia alternada de lentes de arena, limonitas y lutitas. Las arenas por lo general, con espesores variables entre 3' – 18'. Están presentes en la secuencia sedimentaria lignitos fácilmente identificables en

los perfiles eléctricos y de densidad, con buena extensión lateral, la cual permite utilizarlos como horizontes guía para las correlaciones. El espesor de la formación Oficina en el Área Mayor de Socororo varía entre 2.300'-3.400' como consecuencia del adelgazamiento de la secuencia en dirección sur – sureste. La formación Oficina es productora de hidrocarburos en toda su extensión, gasífera en la parte superior (arenas A – arenas J2) y líquida en la parte inferior (arena J3 – arena U1).

- Formación Merecure: está caracterizada por 50% de areniscas, de color gris claro a oscuro, masivas, mal estratificadas y muy lenticulares, duras, de grano grueso, incluso conglomeráticas, con estratificación cruzada. Intervalos delgados de lutitas de color gris oscuro a negro, carbonáceas, irregularmente laminadas y poca presencia de lignitos. En el Área Mayor de Socororo, la Formación Merecure está constituida estratigráficamente por una secuencia de cuerpos arenosos generalmente masivos (en ocasiones con espesores mayores de 100' en su parte media e inferior), interestratificados con lutitas y limolitas delgadas por lo general no mayores de 10', aunque en algunas existen intervalos lutíticos que alcanzan los 40'. La continuidad lateral de las arenas no es buena, como consecuencia de la natural lenticularidad de las mismas y de los frecuentes cambios de facies que se observan a través de toda el área. El espesor de la Formación Merecure está por el orden de los 500', la presencia de hidrocarburos se ha detectado en la mayor parte de la secuencia (arenas U2 – U9), sin embargo, la principal arena productora del área ha sido la arena U2.

3.3 Sedimentación

Regionalmente, las formaciones Oficina y Merecure se sedimentaron en ambientes progresivamente – transgresivos sobre el flanco sur de la cuenca Oriental de Venezuela. La sedimentación en la parte meridional del área, tanto en la formación Merecure como en Oficina, sugiere ambientes de llanura deltáicas; basándonos en la sedimentación de la cuenca se asume la sedimentación del Área mayor de Socororo como Fluvial Deltáica.

En toda el área se observa lenticularidad y desaparición lateral de arena de barras, canales, etc. propio de la sedimentación de ambientes de sedimentación de planicie deltáica y

desaparición sistemática de cuerpos de arenas hacia el noreste. Esta desaparición de arenas se va haciendo más severa a medida que se asciende en la columna estratigráfica.

3.4 Mecanismos de producción

Los factores que influyen en el comportamiento de los yacimientos y por lo tanto en el mecanismo de producción predominante, lo constituyen las características geológicas, propiedades de roca y fluidos, mecanismos de flujo de fluidos en el medio poroso y las facilidades de producción asociadas. Para el Área Mayor de Socororo se establecieron los siguientes factores:

- Estructuralmente los yacimientos son de poco buzamiento (menor a 10 grados).
- En muy pocos casos la RGP inicial puede considerarse representativa (problemas mecánicos en los pozos y pobres o ninguna medición del gas).
- Más del 50% de la producción del área proviene de yacimientos conformados por zona de petróleo asociada a capa de gas (yacimientos saturados).
- Se presentan algunos casos de yacimientos ligeramente subsaturados.

Con base en estas características, se pueden establecer en cuanto a los índices de mecanismos de producción presentes en los yacimientos del Área Mayor Socororo, lo siguiente:

1. Expansión de la roca y fluidos: No es un mecanismo de producción importante debido al bajo grado de subsaturación de los yacimientos.
2. Gas en Solución: Mecanismo de producción importante en el área a causa del número de yacimientos saturados.

3. Capa de gas: Mecanismo de relativa importancia en el área, pues un 28% de los yacimientos del área tienen capa de gas.
4. Drenaje gravitacional: Se considera poco importante, ya que el buzamiento estructural del área es de $2 - 3^\circ$.
5. Empuje Hidráulico: En algunos casos se considera importante, pues hay yacimientos asociados a acuíferos de mediana actividad.

Finalmente las características generales del Área se pueden resumir en la tabla 3.1 cuyos datos fueron obtenidos de los estudios realizados por CORPOMENE C.A

Tabla 3.1 Características generales del área

Petroleo Original en Sitio (POES)	418 MMBN
Gas Original en Sitio (GOES)	278 MMMPC
Res. Probadas de Petroleo	61 MMBN
Res. Probadas de Gas	228 MMMPC
Prod. Acumulada de Petroleo	10 MMBN
Prod. Acumulada de Gas	21 MMMPC
Reservas remanentes de Petroleo	51 MMBN
Reservas remanentes de Gas	207 MMMPC
Gravedad API promedio	16
Profundidad promedio	3850 pies
Presión Inicial promedio	1600-1500 lpc
Presión actual	1600-1200lpc
Factor de recobro actual de petroleo	2%
Factor de recobro esperado de petroleo	5%
Prod.promedio por pozo	76 BNPD

El Área Mayor de Socororo posee un total de 93 pozos perforados, de los cuales 56 están inactivos, 35 se encuentran secos o abandonados y 2 están produciendo actualmente; todos estos pozos se encuentran distribuidos en los tres campos del área tal como se muestra en la tabla 3.2.

Tabla 3.2. Distribución de los pozos en los campos del área

	SOCORORO	CARICARI	CACHICAMO
Pozos Activos	2	0	0
Pozos Inactivos	34	14	8
Pozos Secos/Abandonados	22	11	2
Total de pozos	58	25	10

METODOLOGÍA

Para cubrir los objetivos propuestos al inicio del estudio, se plantearon las siguientes metodologías de trabajo.

La primera de ellas contempla un riguroso programa de tomas de datos, que permitirá efectuar el estudio, seguido del método de aplicación de los mismos para realizar futuros análisis de producción conjunta.

La segunda metodología fue la desarrollada en este trabajo, con los datos que actualmente posee el campo.

4.1 Metodología propuesta para futuros estudios

A continuación se presenta la metodología propuesta para determinar la factibilidad técnica de la producción conjunta, de forma general. La metodología fue dividida en cinco fases, las cuales se presentan a continuación.

4.1.1 Revisión de las presiones estáticas de los yacimientos.

4.1.2 Verificación de la compatibilidad de los Fluidos.

4.1.3 Construcción de las curvas de afluencia (IPR).

4.1.4 Determinación de la curva de demanda (TPR).

4.1.5 Elaboración de pronósticos de producción.

4.1.1 Revisión de las presiones estáticas de los yacimientos

Uno de los primeros elementos a estudiar para verificar la factibilidad técnica de la producción en conjunto, es la presión estática de los yacimientos a ser completados, ya que si la diferencia resulta mayor de 500 lpc (experiencias de campo) se podrían presentar problemas de flujo cruzado.

4.1.1.1 Desconocimiento de presiones

En caso de no disponerse de las presiones de los yacimientos de estudio, se deben realizar tomas de presiones o estimaciones.

Toma de presiones

Si no se disponen de las presiones de los yacimientos a ser producidos, se requiere la toma de las mismas a través de pruebas de presión, cuya selección dependerá del estado del pozo, de los recursos y tiempo que se dispongan. Entre las más conocidas se pueden mencionar las pruebas de restauración de presión y drawdown, las cuales además permiten estimar algunas propiedades del yacimiento como la permeabilidad y el daño.

Estimación de presiones

Si las presiones de los yacimientos no pueden ser medidas en el momento para el cual se está haciendo el estudio, estas pueden ser estimadas a través de un balance de materiales siempre que se disponga de datos confiables de producción y presión inicial así como una correcta estimación del POES, así como de las propiedades de la roca (porosidad, permeabilidad) y de los fluidos (PVT). Si se dispone de algunas presiones de yacimiento medidas con anterioridad se puede hacer un “history matching” o cotejo para así determinar la presión actual del yacimiento de una manera mas precisa. Si este no es el caso, no se podrá obtener un valor representativo de la presión actual del yacimiento por lo que se deberá trabajar en rangos de presión, de acuerdo a experiencias de campo con los yacimientos a los cuales si se les haya medido la presión, y/o tomar un valor dentro de los rangos trabajados.

➤ **Pruebas PVT**

Si no se disponen de pruebas PVT, para caracterizar los fluidos presentes en los yacimientos en estudio, se sugiere la toma de muestras para efectuar las mismas. En caso de no contar con los recursos, se deberá trabajar con las correlaciones de la literatura, tales como Standing,, Lasater, CORPOVEN TOTAL, Vazquez y Beggs., entre otras.

➤ **Propiedades de la roca**

Si no se cuenta con las propiedades de la roca (porosidad, permeabilidad, entre otras), se debe contemplar un programa para la toma de núcleos o muestras de pared , para luego hacerle las respectivas mediciones. Así mismo, se deben correr registros para calibrar a los núcleos tomados. Si no se pueden tomar los núcleos, a partir de los registros se deben determinar las propiedades por medios de correlaciones, tales como Timur, Willie y Ros, entre otras.

➤ **Datos de producción**

Estos son datos de los que generalmente se disponen, excepto en los casos en donde los datos se hallan perdidos o estén mal medidos.

➤ **Producción por yacimiento**

En caso de que se cuente con un pozo dentro de los yacimientos en estudio, que anteriormente haya sido producido en conjunto y no se dispone de la producción por yacimiento, se puede separar la misma de acuerdo a la capacidad del yacimiento o arena " kh " donde " k " es la permeabilidad efectiva y " h " el espesor de la arena. Se debe destacar que para obtener una buena distribución de la producción se debe contar con propiedades que realmente representen al yacimiento. Cabe mencionar que este método no es del todo seguro ya que lo ideal seria probar a cada yacimiento por separado y determinar el porcentaje de aporte, bien sea mediante un registro de flujo (flowmeter), si fluye de manera

natural, o mediante un análisis cromatográfico, y en base a este separar la producción del pozo para finalmente aplicar el balance de materiales a cada yacimiento.

4.1.2 Verificación de la compatibilidad de los fluidos

Otro de los parámetros a analizar, antes de tomar una decisión acerca de si se puede o no, implantar la producción en conjunto, es la determinación de la compatibilidad de los fluidos presentes en los yacimientos a ser producidos, pues de no comprobarse se pueden generar diversos problemas tales como acumulación o depósitos de escamas, emulsiones, asfáltenos y otros elementos indeseables que conllevaran fracaso del proceso.

Una manera para determinar la compatibilidad de los fluidos es realizando pruebas como DST o RFT, las cuales además de permitir un muestreo de fluidos, genera otros resultados de interés. Obtenidas las muestras de fluidos, deberán ser analizadas mediante un análisis cromatográfico o geoquímico. En caso de no poder tomar las muestras, se pueden analizar ciertos datos como la gravedad del crudo, del gas y la salinidad del agua, y verificar que dichos valores sean similares.

4.1.3 Construcción de las curvas de afluencia (IPR)

Para la realización del proyecto de producción en conjunto se debe conocer las capacidades de las arenas, en forma sencilla y en forma conjunta.

4.1.3.1 Determinación del IPR sencillo

El IPR es un parámetro cuya determinación es fundamental, mas aún si de análisis de producción conjunta se trata, pues se requiere el IPR sencillo o individual, para así obtener la máxima capacidad productiva del sistema, el IPR compuesto. Luego es necesario probar los yacimientos por separado y obtener la curva de oferta de cada uno (tasa vs. presión de fondo fluente). Esto se puede lograr a través de la corrida de una prueba multitasa, una isocrona o midiendo el nivel del fluido en el revestidor, para el caso que se cuente con

bombeo mecánico o de cavidad progresiva como método de levantamiento artificial, ya que en la mayoría de los pozos del área operan bajo estos sistemas. También se pueden tomar pruebas como SIP, MLT y LRT (véase Apéndice F). Posteriormente, con la información recopilada, se podrá seleccionar la correlación (Lineal, Vogel, Fetkovich, entre otras) que mejor se adapta al comportamiento de afluencia del pozo. Para esto se requieren por lo menos tres pruebas de producción.

● **Carencia de pruebas de producción**

En caso de no contar con pruebas de producción para construir IPR, éste se puede estimar por medio de correlaciones a partir de experiencias con pozos que sí cuentan con la información requerida para obtener el IPR, es decir, se determinará por medio de las experiencias en el campo con pozos vecinos.

● **Efecto del daño**

El daño es un parámetro que afecta directamente los resultados de la productividad de un pozo. Por tal motivo, es de suma importancia el conocimiento del mismo. Este valor puede ser obtenido de pruebas de restauración de presión. Si no se dispone de pruebas de presión, pero se cuentan con pruebas de producción, haciendo uso del programa Wellflow®, se puede calcular el daño asociado a los datos de entrada, siempre que se indiquen condiciones, como tipo de pozo (vertical o desviado), datos de la completación (si tiene empaque, se debe conocer los parámetros del diseño del mismo) así como permeabilidades. Si no se tienen los datos anteriormente señalados, de acuerdo a experiencias de campo con los pozos del área a los cuales si se les haya determinado el daño, se puede trabajar con un valor de daño puntual o hacer sensibilidades.

4.1.3.2 Determinación del IPR compuesto

Una vez obtenidas las curvas de afluencia de cada una de las arenas involucradas en el proyecto de producción conjunta, se debe generar la curva compuesta. Para llevar a cabo lo

anterior es necesario conocer las características de los fluidos contenidos en los yacimientos a ser producidos, las profundidades a ser completadas, %AyS y RGP de cada yacimiento involucrado. Con estos datos, y haciendo uso del programa Wellflow®, se construye el IPR compuesto. El programa básicamente, determina el gradiente, a partir de las propiedades de los fluidos, y a través de éste, lleva cada una de las curvas de afluencia sencilla a una profundidad de referencia, que generalmente es el punto medio del intervalo cañoneado del yacimiento más somero a ser producido. Una vez realizado esto se suman las curvas, obteniéndose la curva compuesta a la profundidad de referencia.

4.1.3.3 Estimación del IPR a futuro

A medida que declina la presión estática como producto del agotamiento, hay un aumento de la relación gas petróleo, ya que hay más gas libre el cual causa una disminución de la permeabilidad efectiva del petróleo, así como un aumento de la viscosidad del petróleo. El cambio de estos parámetros causa una declinación de las curvas IPR. Debido a esta situación es necesario monitorear la curva del IPR cada cierto tiempo para así representar el perfil de producción actual. Si no se cuentan con las pruebas que permitan construir el IPR para un instante dado del periodo de producción, la misma puede ser obtenida a partir del uso de correlaciones para el factor volumétrico del petróleo (β_o), la viscosidad, permeabilidades (K_o y K_g) y gas en solución (R_s) entre otros, a fin de tener un control sobre dichos parámetros los cuales tienen incidencia en el comportamiento del IPR. La selección de las correlaciones a utilizar, dependerá de las pruebas que se dispongan o las que se usen en el área. En el caso de que no se pueda controlar la variación de estos parámetros, se puede suponer que el IPR caerá de forma paralela a la actual, es decir, caerá de acuerdo a como disminuya la presión, considerando los otros parámetros constantes, tal como se observa en la figura 4.1

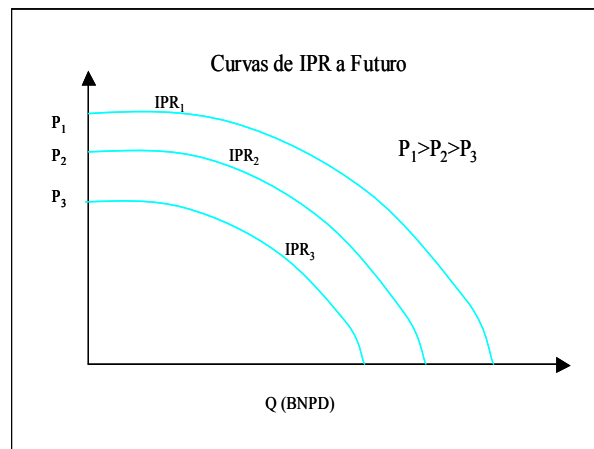


Figura 4.1 Declinación del IPR con la presión estática

4.1.4 Determinación de la curva de demanda (TPR)

Otro importante parámetro a determinar es la curva de demanda, pues junto con el IPR permiten obtener la tasa óptima que se obtendría bajo las condiciones del pozo. Para esto se requiere la configuración mecánica del pozo (tubería de completación, tubería de producción, diseño del levantamiento artificial si se cuenta con el mismo)

Con estos datos y dependiendo del tipo de levantamiento artificial instalado en el pozo, se pueden utilizar programas que faciliten la obtención de dichas curvas. Para el caso en el que se cuente con bombeo mecánico como método de levantamiento, se puede utilizar NODALB3®, de la misma manera cuando el pozo produzca por levantamiento artificial con gas, bombeo electrosurgible o flujo natural, se puede hacer uso de WellFlow® y si se cuenta con una bomba de cavidad progresiva BCPwin®. Se debe destacar que estos programas no son leyes, es decir, con disponer de los datos y los programas, el problema no está resuelto, se deben tener en cuenta las limitaciones de cada programa y estar consciente de las incertidumbres de los mismos, con lo que se debe ser cuidadoso al manejar los resultados que estos arrojen, además se debe tener presente que los resultados dependen de la calidad y veracidad de los datos usados.

4.1.5 Elaboración de pronósticos de producción

Para hacer un pronóstico de la factibilidad técnica de la producción en conjunto, se puede realizar a través de un balance de materiales haciendo uso del programa MBal® el cual mediante la opción de predicción e introduciendo las curvas de IPR de cada arena a ser producida y la curva de demanda del pozo previamente determinadas, genera el perfil de tasa vs. tiempo, el cual permitirá realizar las comparaciones respectivas de todas las alternativas posibles de producir los yacimientos. La figura 4.2 esquematiza la metodología anteriormente esbozada.

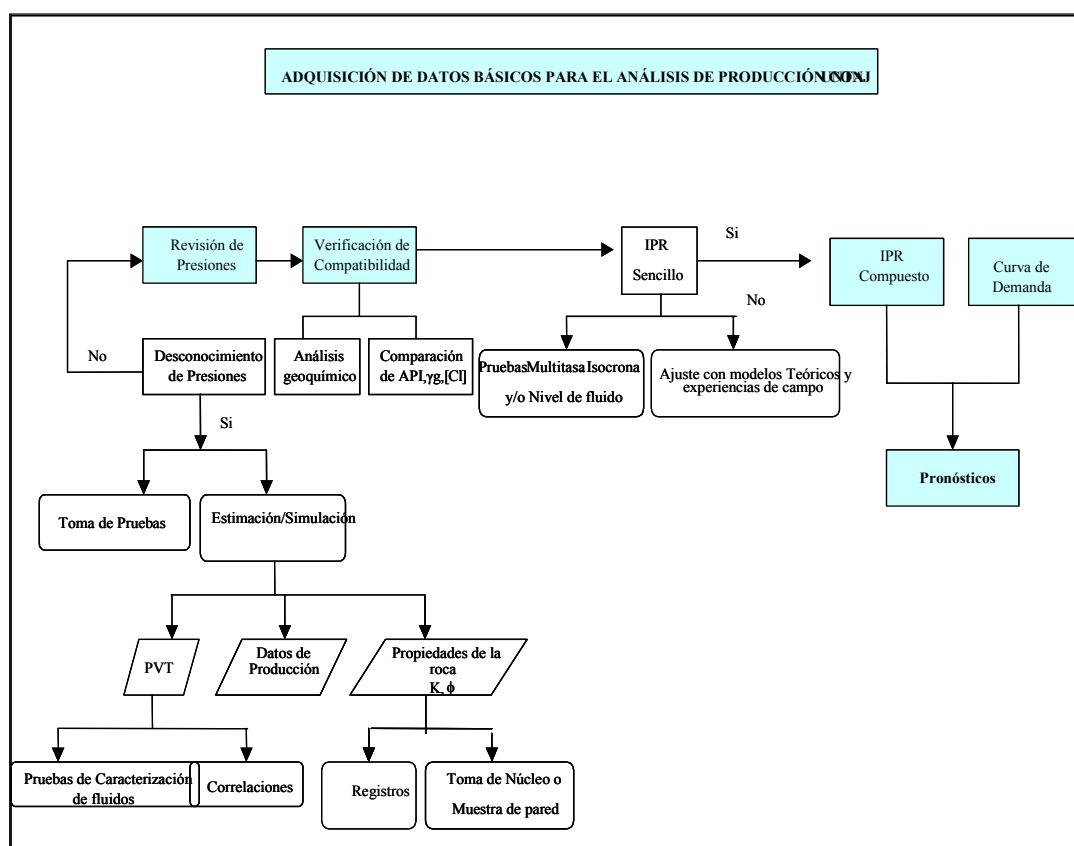


Figura 4.2 Diagrama resumen de la metodología propuesta

4.2 Metodología del estudio

Con la finalidad de cumplir con los objetivos propuestos al inicio del estudio, con los cuales se persigue determinar la factibilidad técnica de la producción conjunta en el Área Mayor de Socororo, se aplicó la siguiente metodología, la cual se divide en las siguientes fases:

- 4.2.1 Selección de los pozos a ser estudiados.
- 4.2.2 Cálculo de presiones estáticas actuales
- 4.2.3 Compatibilidad de los fluidos.
- 4.2.4 Construcción de las curvas de afluencia (IPR)
- 4.2.5 Determinación de la curva de demanda
- 4.2.6 Pronósticos de producción

4.2.1 Selección de los pozos a ser estudiados.

A manera de conocer los antecedentes que presenta el Área Mayor de Socororo en este tipo de producción, se revisaron las carpetas de pozos y se seleccionaron aquellos que hubiesen sido producidos en conjunto durante la historia del área.

4.2.2 Cálculo de presiones estáticas actuales

El campo Socororo presenta gran deficiencia de información y en la mayoría de los casos ausencia de la misma, tal como sucede con las presiones de los yacimientos en estudio. Para estimar las presiones actuales, se realizó un balance de materiales haciendo uso del programa MBal®. Para llevar a cabo el mismo, se necesitaron las propiedades de la roca, fluidos, datos de producción, tamaño del acuífero, entre otros.

4.2.2.1 Propiedades de los fluidos

Los yacimientos del AMS están fuertemente influenciados por el avance del acuífero, así como por la producción de gas. Aunado a ello se han presentado severos problemas de

arenamiento, que han ocasionado el cierre temprano de los pozos, con lo que se puede decir que se ha recuperado menos del 2% del POES, por lo que la presión ha disminuido muy poco. Apoyados en lo anteriormente señalado, se asumió presión inicial de yacimiento igual a la presión de burbujeo.

Para la temperatura se consideró que esta se mantenía constante e igual a la determinada inicialmente en cada yacimiento, pues la variación es muy pequeña y se considera despreciable.

Para generar los parámetros PVT y otras características de los yacimientos de interés, se utilizaron las siguientes correlaciones, ya que estas han sido usadas con buenos resultados en los campos vecinos, ya que no se tiene ninguna prueba PVT en el AMS.

- La Solubilidad del gas en el petróleo (R_s) fue calculado mediante la correlación de Standing ¹³.

$$R_s = \gamma_g \left[\left(\frac{P}{18e^{(0.00091T - 0.0125 API)}} \right) \right]^{1.204} \dots \text{Ecuación 4.1}$$

Donde:

T y P = temperatura y la presión de interés

γ_g = gravedad del gas

^{0}API = gravedad del petróleo

- Para el Factor volumétrico del petróleo (β_o) se utilizó la correlación de Standing ¹³.

$$\beta_o = 0.972 + 0.000147F^{1.175} \dots \text{Ecuación 4.2}$$

Donde

$$F = R_s (\gamma_g / \gamma_o)^{0.5} + 1.25T$$

R_s = gas en solución (PCN/BN)

γ_g = gravedad del gas

γ_o = gravedad específica del petróleo

T = temperatura de interés en (°F)

- Para calcular la gravedad del gas se utilizó la correlación para el área mayor de Oficina¹⁴

$$\gamma_g = 0.01438 API + 0.4657 \dots \text{Ecuación 4.3}$$

- La Viscosidad del petróleo fue calculada mediante la correlación Beggs y Robinson¹³.

$$\mu_o = a \mu_{oD}^b \dots \text{Ecuación 4.4}$$

Donde

$$\mu_{oD} = 10^X - 1$$

$$X = YT^{1.163}$$

$$Y = 10^Z$$

$$Z = 3.30324 - 0.02023 API$$

T = temperatura en (°F)

$$a = 10.715(R_s + 100)^{-0.515}$$

$$b = 5.44(R_s + 150)^{-0.338}$$

- La Viscosidad del gas fue calculada mediante la ecuación de Lee¹³.

$$\mu_g = K * 10^{-4} e^{(x \rho_g^Y)} \dots \text{Ecuación 4.5}$$

Donde:

$$K = \frac{(9.4 + 0.02M_g)(T + 460)^{1.5}}{209 + 19M_g + (T + 460)}$$

$$X = 3.5 + \frac{986}{T + 460} + 0.01M_g$$

$$Y = 2.4 - 0.2X$$

Donde:

$$\rho_g = \gamma_g * \rho_{AIRE} \text{ con } \rho_{AIRE} = 0.001204 \text{ gr/cc}$$

$$\rho_g = \text{densidad del gas en gr/cc}$$

$$M_g = \gamma_g * 28.97$$

$$M_g = \text{peso molecular del gas}$$

La salinidad del agua fue determinada mediante una correlación generada por PETROUCV.

$$[Cl^-] = \frac{H + 1517.8}{0.6027} \dots \text{Ecuación 4.6}$$

Donde:

$$H = \text{profundidad en ft.}$$

4.2.2.2 Propiedades de la roca

Para la estimación de las presiones era necesario conocer los siguientes datos, tales como porosidad, permeabilidad, saturación de petróleo, los cuales son producto de los estudios petrofísicos realizados por CORPOMENE inicialmente. Se debe mencionar que en el área no ha sido tomado ni un núcleo, por lo que se piensa que estas propiedades fueron determinadas a partir de registros y correlaciones.

4.2.2.3 Comportamiento de producción

La información de producción, de la cual se hizo uso, para luego hacer el balance de materiales, fue la reportada en OFM®, la cual fue cargada del Centinela (véase Apéndice C).

● Producción por yacimiento

De lo encontrado en OFM®, se observó que la producción era reportada por pozo, por lo que fue necesario separar la misma por yacimiento y así realizar el balance de materiales. Para esto se empleó la capacidad del yacimiento o arena:

$$F = \frac{k_i h_i}{\sum_{i=1}^n k_i h_i} \dots \text{Ecuación 4.7}$$

Donde:

k = permeabilidad (mD)

h = espesor promedio del yacimiento (Pies)

n = número de yacimientos producidos

4.2.2.4 Tamaño del acuífero

Para estimar finalmente las presiones estáticas actuales, era necesario conocer el tipo y tamaño del acuífero, pues este es uno de los mecanismos de producción que imperan en el área. Luego se seleccionó el modelo que mejor representa el comportamiento del acuífero. El ajuste se hizo usando el modelo Hurst-Van Everdingen Dake ya que es este el modelo que ha sido usado en el área proporcionando un buen ajuste. El modelo se rige de acuerdo a la siguiente ecuación.

$$W_e = \sum_{j=0}^{j=n-1} U * \Delta P_j * W_D * (t_D(t_n - t_j), r_{eD}) \dots \text{Ecuación 4.8}$$

Donde:

R_{eD} = relación de radios Acuífero – Yacimiento

$\Delta P_j = \frac{P_{j-1} - P_{j+1}}{2}$ = Cambio de la presión promedio

t_D y U dependen del modelo geométrico, para este caso:

➤ Modelo Radial

$$t_D = \frac{2,309 * K * t}{\phi * \mu_w * (C_f + C_w) * r_o^2} \quad \text{Ecuación 4.9}$$

$$U = 1,119 * \phi * h * (C_f + C_w) * r_o^2 * \frac{A_e}{360} \quad \text{Ecuación 4.10}$$

Donde:

k = permeabilidad del acuífero (mD)

r_o = radio del yacimiento (Pies)

A_e = ángulo de entrada

h = espesor del yacimiento (Pies)

t = tiempo en años

Los datos requeridos por dicho modelo son el radio del yacimiento, el cual se midió de los mapas al igual que el ángulo de entrada; la permeabilidad de la zona ocupada por el acuífero se obtuvo de la petrofísica del área y la relación R_{eD} se determinó de acuerdo con la experiencia del campo

4.2.2.4 Balance de materiales

Con los datos y consideraciones anteriores se utilizó el programa MBal® para así estimar las presiones que se obtendrían al final del periodo de producción en los yacimientos de interés.

4.2.3 Compatibilidad de los fluidos

Debido a que no se cuentan con pruebas o muestras que permitan realizar estudios de compatibilidad de fluidos de los yacimientos a ser producidos, este análisis se limitó a observar y comparar propiedades como la gravedad API, la gravedad del gas, y la salinidad

del agua, y verificar que dichos valores fuesen similares, entre los yacimientos a producir en conjunto.

4.2.4 Construcción de las curvas de afluencia (IPR)

Una vez determinada la presión actual de los yacimientos en estudio, y verificada la compatibilidad de los fluidos, se utilizó la aplicación WellFlo® para generar las curvas de demanda (IPR) en forma individual y en conjunto.

4.2.4.1 Determinación del IPR sencillo

Estimadas las presiones estáticas de cada uno de los yacimientos de interés, y las propiedades de la roca y fluidos, se obtuvieron las curvas de afluencia de cada una de las arenas por medio de parámetros de yacimiento mediante de la aplicación WellFlo®, ya que no se disponen de pruebas de producción. El modelo teórico seleccionado para hacer el ajuste de la curva se determinó de acuerdo a experiencias de campo, pues no se disponen de datos para cotejar y seleccionar el que mejor represente al yacimiento. Dicho modelo es Vogel.

Daño

Ya que no se disponen de pruebas de presión actual en ninguno de los pozos del área, que permitieran calcular el daño, ni tampoco se tienen pruebas de producción, que permitieran estimar el daño de acuerdo con lo explicado en la sección 4.1.3, de la metodología propuesta, fue necesario plantear escenarios para diferentes valores de daño en el pozo. De acuerdo con las experiencias de campo se determinó que el daño máximo promedio de los pozos del área es de 20, es por eso que se tomó este valor como límite superior de los escenarios planteados. Otro caso estudiado es cuando se remueva por lo menos el 50% del daño máximo, es decir, para cuando el daño del pozo sea 10. Por último, se planteó el caso en el cual se remueva en su totalidad el daño; en este caso, para cuando el daño sea cero.

Es sabido que este es un caso ideal, el cual no sucede en la realidad, pero éste se considera un caso hipotético que sirve para marcar el límite inferior del estudio

4.2.4.2 Determinación del IPR compuesto

Obtenidas las curvas de IPR de forma sencilla, se procede a la construcción de la curva compuesta. De igual forma, esta curva es determinada haciendo uso del programa WellFlo®, bajo los principios explicados en la sección 4.1.3.2 de la metodología propuesta. Para mayores detalles sobre los datos requeridos por el programa utilizado y la forma de introducirlos véase Apéndice E.

Es importante recordar que algunos parámetros de los yacimientos y fluidos fueron obtenidos por correlaciones, lo cual le añade una incertidumbre adicional a los resultados. Los datos requeridos por el programa y de donde fueron obtenidos se muestran en la tabla 4.1.

Tabla 4.1 Datos de entrada del programa Wellflow® y fuente de los datos

Wellflow		
Categoría	Tipos de Datos	Fuente
Parámetros del Yacimiento	Presión Estática	Estimada por Balance de Materiales
	Temperatura del yacimiento	Tomada de los libros de Reservas
	Permeabilidad efectiva	Suministrada por petrofísicos
	Espesor del yacimiento	Determinado de los registros
Pozo	Prof. De las perforaciones	Carpetas de pozos
	Radio del pozo	Carpetas de pozos
	Geometría del área de drenaje	Determinada de los mapas
	Daño	Se tomaron diferentes escenarios
PVT	API	Tomada de los libros de Reservas
	Gravedad del gas	Correlacionada
	Salinidad del Agua	Correlacionada
	Presión de Burbujeo	Se asumió igual a la inicial
	viscosidad del petróleo y gas	Correlacionados
	Bo y Rs	
Datos del yacimiento	%AyS	Determinado por Balance de materiales
	RGP	Determinado por Balance de Materiales
Completación	Tipo (Hoyo abierto, con empaque, fracturado, etc)	Dada por el departamento de Completación

Es así como se obtuvieron las curvas IPR de forma individual y de forma conjunta para los diferentes escenarios de daño planteados.

4.2.5 Determinación de la curva de demanda (TPR)

Una vez determinadas las curvas de IPR actual, tanto de forma sencilla como compuesta, se procedió a construir las curvas de demanda de los pozos.

De acuerdo con lo revisado en las historias, se encontró que ambos terminaron su periodo de producción con gas lift como método de levantamiento. Para esta nueva etapa de producción se tiene planteado cambiar el método de levantamiento artificial de gas a bombeo de cavidad progresiva, pues a través de diversos estudios¹² se ha llegado a la conclusión de que éste resulta más económico que otros métodos.

El diseño de las bombas, las condiciones de operación y los datos mecánicos de los pozos (características de los revestidores y tubería de producción a utilizar) fueron suministrados por PetroUCV; con esta información, se procedió a determinar las curvas de demanda de fluidos haciendo uso del programa BCPi®. Para mayores detalles se hace referencia al Apéndice E. La tabla 4.2 muestra los datos de entrada que requiere el programa para construir el TPR y la disponibilidad de los mismos, a fin de observar la incertidumbre de los resultados arrojados por el programa.

Tabla 4.2 Datos de entrada al programa BCPi® y disponibilidad de los datos

BCP		
Categoría	Tipos de Datos	Fuente
Completación	Prof. De las perforaciones	Carpeta de Pozos
	Prof. De la bomba	Carpeta de Pozos
	Ángulo de inclinación	Carpeta de Pozos
Pozo	Presión Estática	Estimada por Balance de Materiales
	Índice de Productividad	Determinado por uso del programa Wellflow
PVT	API	Tomada de los libros de Reservas
	Gravedad del gas	Correlacionada
	Salinidad del Agua	Correlacionada
	Presión de Burbujeo	Se asumió igual a la inicial
	viscosidad del petroleo	Correlacionada
	Temperatura del yacimiento	Tomada de los libros de Reservas
Operación	Presión de cabezal	Dada por el departamento de producción
	Temperatura de cabezal	Dada por el departamento de producción
	Presión del revestidor	Dada por el departamento de producción
	Eficiencia de Separación	Dada por el departamento de producción
	Sumergencia	Dada por el departamento de producción
	%AyS	Determinado por Balance de materiales
	RGP	Determinado por Balance de Materiales
Sarta	Datos físicos de los Revestidores	Dada por el departamento de Completación
	Datos físicos de la tubería de Prod.	Dada por el departamento de Completación
	Tipos de Cabillas y descripción	Dada por el departamento de Completación
Bomba	Tipo de Bomba a instalar	Dada por el departamento de producción
	Fabricante	Dada por el departamento de producción
	Velocidad de la Bomba	Dada por el departamento de producción

4.2.6 Pronósticos de producción

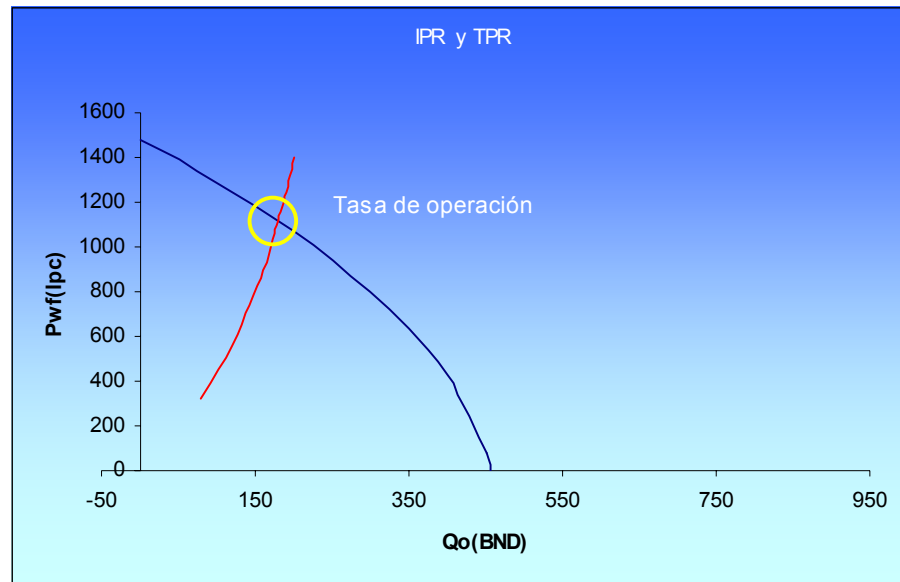
4.2.6.1 Tasa inicial

Para determinar la rentabilidad de producir en conjunto o en forma individual a los yacimientos, es necesario generar una historia de tasas vs. tiempo para así observar el comportamiento de la tasa bien sea si ésta proviene de uno de los yacimientos, de dos de ellos o de todos en conjunto y así comparar y decidir si resulta factible económicamente o no, este tipo de completación.

Para esto lo primero que se determinó fue la tasa de operación de cada arena de forma individual y en conjunto, la cual se obtiene mediante la intersección de la curva de oferta (IPR) y la de demanda (TPR), previamente generadas, tal como se observa en la figura 4.3. Ésta sería la tasa que inicialmente se obtendría si se produjera cada arena de forma

individual o conjunta, esto se realiza para cada escenario de daño planteado en el estudio (0, 10 y 20).

Figura 4.3 Ejemplo de punto de operación



4.2.6.2 Declinación

Para establecer la declinación de la tasa vs. tiempo, se tomaron los periodos en los que ya produjeron los yacimientos en estudio, se graficó la tasa vs. el tiempo de producción por yacimiento y de allí se realizó un ajuste exponencial tomándose la pendiente, pues es ésta la que determina la declinación de la tasa.

Para el caso de cada yacimiento individual, el ajuste se realizó mediante una declinación exponencial la cual se rige por la ecuación.

$$Q = Q_i e^{-mt} \dots \text{Ecuación 4.11}$$

Donde:

Q_i = tasa inicial (BPD)

m = declinación

t = tiempo (Días)

Q = tasa que se obtendrá en un tiempo t (BPD)

Para el caso de la declinación exponencial el petróleo producido será:

$$\Delta Np = \frac{-1}{m} e^{-m(t_2 - t_1)} \dots \text{Ecuación 4.12}$$

Donde:

m = declinación

t_1 y t_2 = son el intervalo de tiempo en el que se desea conocer el petróleo acumulado

ΔNp = petróleo producido en un intervalo de tiempo t_1 y t_2 (BN)

Con respecto a cuando están todos los yacimientos produciendo de forma conjunta, la declinación escogida fue hiperbólica debido a que si están siendo producidos todos los yacimientos, y se fija una tasa de producción para un pozo, si está siendo producido de un solo yacimiento, éste se agotaría más rápido a cuando se esté produciendo con la misma tasa, pero ahora en conjunto con otro, ya que la tasa de producción se repartiría entre los yacimientos producidos, con lo que la declinación sería más lenta.

La declinación hiperbólica se rige por la siguiente ecuación:

$$Q = Q_i (D_i b t + 1)^{-1/b} \dots \text{ecuación 4.13}$$

Donde:

Q_i = tasa inicial (BPD)

D_i = declinación inicial (1/mes)

b = factor adimensional

t = tiempo (Meses)

Q = tasa que se obtendrá en un tiempo t (BPD)

De igual forma se tendrá para el cálculo la producción acumulada de petróleo en el caso de la declinación hiperbólica la siguiente ecuación.

$$N_p = 30.4 \frac{Q_i}{D_i(1-b)} \left[1 - \left(\frac{Q}{Q_i} \right)^{1-b} \right] \dots \text{Ecuación 4.14}$$

Donde:

Q_i = tasa inicial (BPD)

D_i = declinación inicial (1/mes)

b = factor adimensional

t = tiempo en meses

Q = tasa que se obtendrá en un tiempo t (BPD)

N_p = petróleo acumulado (BN)

Luego haciendo uso de las ecuaciones señaladas, y los datos necesarios, se construyeron las curvas de tasa vs tiempo, tanto de forma sencilla como conjunta y para todos los escenarios planteados. En la ejecución de los pronósticos se contempla que se produzcan los yacimientos en conjunto, y se contrastará con el pronóstico que se obtendría si cada yacimiento se produce de forma sencilla abriendo uno a uno hasta que lleguen a la tasa de abandono, la cual se tomó de 5 BPPD, pues de lo revisado en la historia del campo, es este valor en el que generalmente se abandonan los pozos del área. El orden de producción será desde el yacimiento más profundo hasta el más somero como es acostumbrado en los trabajos de recompletación. Al generar los pronósticos se podrán obtener conclusiones acerca de los beneficios entre ambos tipos de completación (sencilla y conjunta)

RESULTADOS Y ANÁLISIS

Aplicando la metodología planteada en el capítulo anterior, se obtuvieron los siguientes resultados.

5.1 Selección de los pozos a ser estudiados

Se realizó una revisión de las carpetas de pozos y se encontró que todos los que fueron producidos en conjunto pertenecen al Campo Socororo, lo cual reduce el área de estudio.

De esta revisión (véase Apéndice A), se determina que en la mayoría de los casos, estos fueron cerrados por problemas de arenamiento, altos cortes de agua y alta relación gas petróleo. Otra de las causas que originaron los cierres de pozos fue problemas con los mecanismos de levantamiento artificial instalados. Esto probablemente se debe a errores en el diseño, pues en la mayoría de los casos éste fue impuesto de acuerdo con el factor económico y no con el técnico, o en otros casos se determinó dependiendo de la práctica en el área, lo cual no es lo adecuado, ya que cada pozo debe ser analizado de manera individual.

En términos generales no se puede decir que el cierre de los pozos se atribuya al hecho del fracaso en este tipo de producción, ya que para entonces, no se disponían de los datos ni de las pruebas para determinar la existencia de los problemas asociados a este tipo de producción, como flujo cruzado, siendo imposible de determinar el éxito o fracaso.

En la tabla 5.1 se observan los pozos que fueron producidos en conjunto y los yacimientos de los que produjeron.

Tabla 5.1. Pozos producidos en conjunto con anterioridad en el área

Pozo	Yacimientos *	Arenas producidas en conjunto	Intervalo cañoneado	Fecha de producción	Contabilizado al yacimiento **	Np(MBN)
ES-417	U1U ES-417	U1U	(4422' - 4435')	del 06-65 al 03-66	U1L ES-417	43
	U1M,L ES-417	U1M,L	(4451' - 4454')			
			(4459' - 4472')			
			(4475' - 4492')		U2U ES-418	
ES-417	U1U ES-417	U1U	(4422' - 4435')	del 05-66 al 07-66	U1L ES-417	53
	U1M,L ES-417	U1M,L	(4451' - 4454')			
			(4459' - 4472')			
			(4475' - 4492')			
ES-417	U1U ES-417	U1U	(4422' - 4435')	del 09-67 al 08-68	U1L ES-417	89
	U1M,L ES-417	U1M,L	(4451' - 4454')			
			(4459' - 4472')			
			(4475' - 4492')			
ES-417	U1U ES-417	U1U	(4422' - 4435')	del 08-01-69 al 01-69	U1L ES-417	94,3
	U1M,L ES-417	U1M,L	(4451' - 4454')			
			(4459' - 4472')			
			(4475' - 4492')			
ES-417	U1U ES-417	U1U	(4422' - 4435')	del 04-69 al 11-72	U1L ES-417	261,3
	U1M,L ES-417	U1M,L	(4451' - 4454')			
			(4459' - 4472')			
			(4475' - 4492')			
ES-417	U1U ES-417	U1U	(4422' - 4435')	05/73 - 0.1/76 y 11/78-09/79	U1L ES-417	533
	U1M,L ES-417	U1M,L	(4451' - 4454')			
			(4459' - 4472')			
			(4475' - 4492')			
ES-418	U1U ES-417	U1U	(4420' - 4430')	del 06-71 al 09-71	U1L ES-417	7,6
	U1M,L ES-417	U1M,L	(4458' - 4463')			
ES-420	U1M,L ES-420	U1M,L	(4400' - 4415')	del 01-69 al 04-69	U4U ES-420	9,1
	U4U ES-420	U4U	(4540' - 4560')			
ES-420	U1U ES-420	U1U	(4349' - 4363')	del 09-69 al 08-95	U1 ES-420	101
	U1M,L ES-420	U1M	(4383' - 4393')			
ES-423	S5 ES-423	S5	(4356' - 4364')	del 04-69 al 06-70	S5 ES-423	465
	TU ES-423	TU	(4389' - 4395')		TU,M ES-423	303
	TM ES-423	TM	(4409' - 4418')			
ES-433	TU ES-423	TU	(4465' - 4471')	del 04-78 al 09-81	TU,M ES-423	33
	TM ES-423	TM	(4488' - 4494')			
ES-449	U1M ES-442	U1M	(4693' - 4699')	del 11-84 al 07-88	U2U ES-449	109
	U1L ES-449	U1L	(4720' - 4726')			
	U2U ES-449	U2U	(4746' - 4754')			

* Obtenido de los mapas oficiales

** Obtenido de los informes de producción de Centinela

Además de revisar los pozos que fueron producidos en conjunto, a manera de comparación se revisaron los pozos que produjeron de los mismos yacimientos, o en yacimientos vecinos

a los que fueron producidos de forma sencilla, para así observar cuál de los dos métodos de producción (sencilla o conjunta) resultaba mejor. La tabla 5.2 muestra una comparación entre los pozos que fueron producidos de forma conjunta y sencilla.

Tabla 5.2 Tabla comparativa entre pozos que han producidos en conjunto y los que han producido sencillo

Pozos*	Arena	Met. de Levantamiento	Observaciones
423	TU	BM ECG	Pertenecen a yacimientos distantes entre si
415		BM ECG	
433	TU	BM ECG	Pertenecen a yacimientos distantes entre si
415		BM ECG	
423	TM	BM ECG	No se encontraron pozos que produjeran sencillo de esta arena con el mismo metodo de levantamiento
433	TM	BM ECG	No se encontraron pozos que produjeran sencillo de esta arena con el mismo metodo de levantamiento
423	S5	BM ECG	Pertenecen a yacimientos distantes entre si
448		BM ECG	
417	U1U	BM	En su primer periodo sin ECG no se puede comparar con otro pozo, todos estan empacados
418	U1U	Flujo Natural	No se encontraron pozos que produjeran sencillo de esta arena con el mismo metodo de levantamiento
420	U1U	BM ECG	Pertenecen a yacimientos distantes entre si
401		BM ECG	
SOC-3		BM ECG	
423	U1U	BM ECG	Pertenecen a yacimientos distantes entre si
401		BM ECG	
SOC-3		BM ECG	
449	U1M	LAG	No se encontraron pozos que produjeran sencillo de esta arena con el mismo metodo de levantamiento
417	U1M,L	BM	En su primer periodo sin ECG no se puede comparar con otro pozo, todos estan empacados
418	U1M,L	Flujo Natural	No se encontraron pozos que produjeran sencillo de esta arena con el mismo metodo de levantamiento
420	U1M,L	BM ECG	No se encontraron pozos que produjeran sencillo de esta arena con el mismo metodo de levantamiento
417	U2U	BM	En su primer periodo sin ECG no se puede comparar con otro pozo, todos estan empacados
449	U2U	LAG	No se encontraron pozos que produjeran sencillo de esta arena con el mismo metodo de levantamiento

*Los pozos señalados en rojo son los que fueron producidos en conjunto con otras arenas

Se debe señalar que en las arenas U1L y U4U no se encontraron pozos que hayan

producido de forma sencilla.

Esta comparación no arrojó resultados que permitieran obtener conclusiones, pues no se encontraron pozos que cumplieran con la mayoría de las siguientes características:

- Pertenecer a los mismos yacimientos a los que pertenecían los pozos que produjeron en conjunto. Generalmente correspondían a yacimientos vecinos y, en la mayoría de los casos, lo suficientemente distantes con propiedades diferentes, así como espesores y calidad de las arenas.
- Estar completados de la misma forma, es decir, la longitud del intervalo cañoneado similar, estar empacados con grava
- Producir con el mismo método de levantamiento artificial.
- Resultar los tiempos de producción en la mayoría de los casos muy cortos, pocos meses, debido a diversos problemas, lo cual no permitía establecer comparaciones de la productividad.

De los pozos encontrados bajo el esquema de producción conjunta, se seleccionaron el **ES-420** y el **ES-449** ya que estos serán próximamente reactivados en conjunto nuevamente, por lo que se decidió realizar el análisis comparativo con estos, y así determinar la factibilidad de este tipo de producción. La tabla 5.3 presenta los yacimientos a ser producidos, y los intervalos a cañonear por los pozos seleccionados. Como se observa, los yacimientos a ser producidos se encuentran cercanos; en este sentido, no se presentan limitaciones, ya que si los mismos se encuentran distantes se podrían presentar cargas de presión hidrostática sobre las zonas inferiores, que podrían generar flujo cruzado.

Tabla 5.3. Yacimientos a ser producidos por los pozos ES-420 y ES-449

Yacimiento	Intervalo a cañonear (pies)	Observaciones
U1M,L(ES-420)	(4390-4400)	Producido anteriormente en conjunto
U2U(ES-420)	(4430-4440)	Nunca producido
U2M,L(ES-420)	(4465-4480)	Producida de forma sencilla
U1M(ES-449)	(4693-4699)	Producidos en conjunto anteriormente
U1L(ES-449)	(4720-4726)	
U2U(ES-449)	(4746-4754)	

Las tablas 5.4 y 5.5 presentan los volúmenes oficiales de los yacimientos mencionados.

Tabla 5.4 Datos de volúmenes de los yacimientos a se producidos por el pozo ES-420

Yacimiento	POES(MMBN)	FR(%) primario	Reservas Recuperables de Petróleo(MBN)	Reservas Remanentes de Petróleo(MBN)
U1M,L(ES-420)	7,215	10	722	638
U2U(ES-420)	7,23	15	1085	1085
U2M,L(ES-420)	7,714	10	771	668

Tabla 5.5. Datos de volúmenes de los yacimientos a se producidos por el pozo ES-449

Yacimiento	POES(MMBN)	FR(%) primario	Reservas Recuperables de Petróleo(MBN)	Reservas Remanentes de Petróleo(MBN)
U1M(ES-449)	0,692	15	104	49
U1L(ES-449)	0,895	23,4	209	198
U2U(ES-449)	0,895	23,4	209	162

5.2 Cálculo de presiones estáticas actuales

Una vez seleccionados los pozos, y los yacimientos que serán producidos, se recopiló la información necesaria para estimar las presiones actuales.

5.2.1 Propiedades de los fluidos

Las tablas 5.6 y 5.7 muestran algunos datos básicos, los cuales son punto de partida para la caracterización de los fluidos.

Tabla 5.6. Parámetros iniciales de los fluidos de los yacimientos producidos por el pozo ES-420

Yacimiento	API	T (F)
U1M,L(ES-420)	17	160
U1UES-420)	17	159
U4U(ES-420)	16	162
U2U(ES-420)	16	161
U2M,L(ES-420)	15	161

Tabla 5.7 Parámetros iniciales de los fluidos de los yacimientos producidos por el pozo ES-449

Yacimiento	API	Temperatura (°F)
U1M(ES-449)	17	163
U1L(ES-449)	19,4	163
U2U(ES-449)	19,4	163

Con los valores señalados anteriormente y las correlaciones especificadas en el capítulo anterior, se generaron las propiedades de interés a diferentes presiones (Véase Apéndice B).

En resumen, la tablas 5.8 y 5.9 muestran las condiciones iniciales

Tabla 5.8 Parámetros iniciales de los yacimientos a ser producidos por el pozo ES-420

Yacimiento	Boi (BY/BN)	Rsi (PCN/BN)
U1M,L(ES-420)	1,1235	195
U2U(ES-420)	1,132	189
U2M,L(ES-420)	1,11	178

Tabla 5.9 Parámetros iniciales de los yacimientos a ser producidos por el pozo ES-449

Yacimiento	Boi (BY/BN)	Rsi (PCN/BN)
U1M(ES-449)	1,1274	200
U1L(ES-449)	1,14286	229
U2U(ES-449)	1,14156	229

5.2.1.1 Características del gas y agua de formación

Las tablas 5.10 y 5.11 señalan tanto la gravedad del gas como la salinidad del agua de formación, las cuales se consideraron constantes a lo largo del análisis.

Tabla 5.10 Gravedad del gas y salinidad de los yacimientos producidos y a ser producidos por el pozo ES-420

Yacimiento	Gravedad del gas	Salinidad del Agua (ppm)
U1M,L(ES-420)	0,71016	9798
U1U(ES-420)	0,71016	9745
U4U(ES-420)	0,6814	10067
U2U(ES-420)	0,6814	9938
U2M,L(ES-420)	0,6957	9876

Tabla 5.11 Gravedad del gas y salinidad de los yacimientos producidos y a ser producidos por el pozo ES-449

Yacimiento	Gravedad del gas	Salinidad del Agua (ppm)
U1M(ES-449)	0,71	10309
U1L(ES-449)	0,74	10354
U2U(ES-449)	0,74	10400

5.2.2 Propiedades de la roca

Las propiedades de la roca determinados por CORPOMENE, se muestran en la tabla 5.12.

Tabla 5.12 Datos petrofísicos de los yacimientos en estudio

Yacimiento	Porosidad promedio (%)	Permeabilidad promedio (mD)	Swi (%)
U1U(ES-420)	28	240	35
U1M,L(ES-420)	20	600	20
U4(ES-420)	25	770	20
U2U(ES-420)	25	921	25
U2M,L(ES-420)	24	481	20
U1M(ES-449)	28	555	20
U1L(ES-449)	20,5	371	30
U2U(ES-449)	20,5	463	30

5.2.3 Comportamiento de producción

● Producción por yacimiento

En el Apéndice C se muestran los gráficos de producción obtenidos de OFM, de los pozos ES-420 y ES-449. La tabla 5.13 presenta el factor de capacidad de cada yacimiento o arena, utilizados para determinar la producción por yacimiento producido; también se presentan observaciones debido a que el pozo ES-420 produjo de la U1M,L en conjunto con la U4 y luego, en conjunto con la U1U.

Tabla 5.13 Factores utilizados en cuanto a la capacidad del yacimiento

Yacimiento	$F = \frac{k_i h_i}{\sum_{i=1}^n k_i h_i}$	Observaciones
U1M,L(ES-420) U4(ES-420)	0,452452 0,547547	Primer período de producción
U1M,L(ES-420) U1U(ES-420)	0,870501 0,129498	Segundo período de producción
U1M(ES-449) U1L(ES-449) U2U(ES-449)	0,419004 0,094428 0,486566	Siempre produjeron en conjunto

El yacimiento U2M,L(ES-420) no requiere de factor, ya que éste fue producido de forma individual, por lo que la historia de producción de este yacimiento se obtuvo de OFM para el periodo en el cual produjo y se presenta en el Apéndice C.

5.2.4 Tamaño del acuífero

La falta de presiones medidas en los yacimientos de interés, impidió cotejar los valores arrojados por el balance de materiales, para así estimar el tamaño del acuífero. A partir de experiencias del campo, se decidió trabajar para el resto del procedimiento con la relación $R_{eD} = 4$ que para los efectos representa un acuífero pequeño a mediano, ya que el mismo ha demostrado ajustar correctamente en algunos yacimientos ya estudiados por PETROUCV.

5.2.5 Balance de materiales

Con los datos y consideraciones anteriores, se realizó el balance de materiales, el cual arrojó los siguientes resultados.

- Yacimiento U2M,L(ES-420)

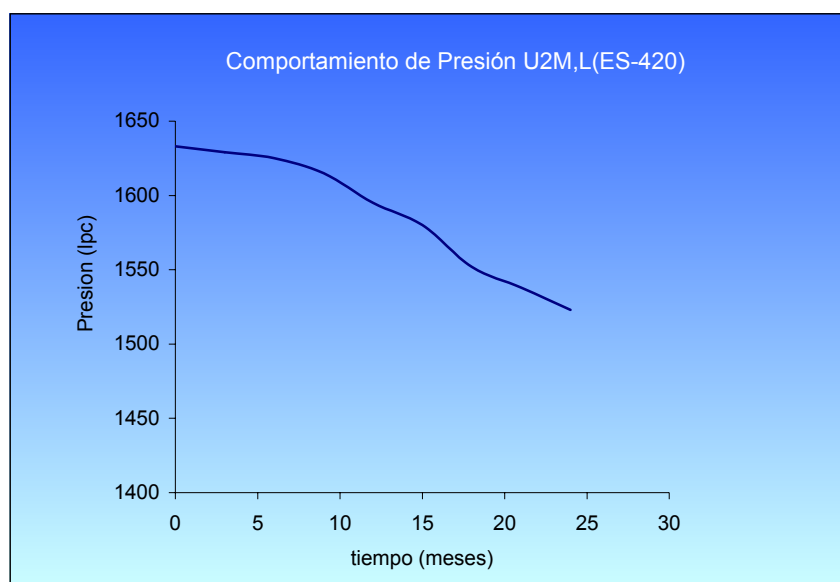


Figura 5.1 Comportamiento de presión del yacimiento U2M,L(ES-420)

- Yacimiento U1M,L(ES-420)

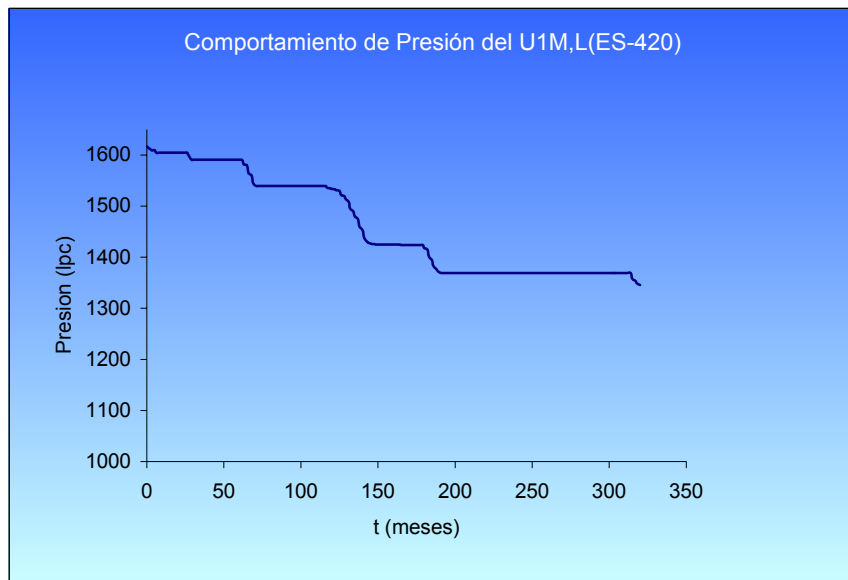


Figura 5.2 Comportamiento de presión del yacimiento U1M,L(ES-420)

- Yacimiento U1L(ES-449)

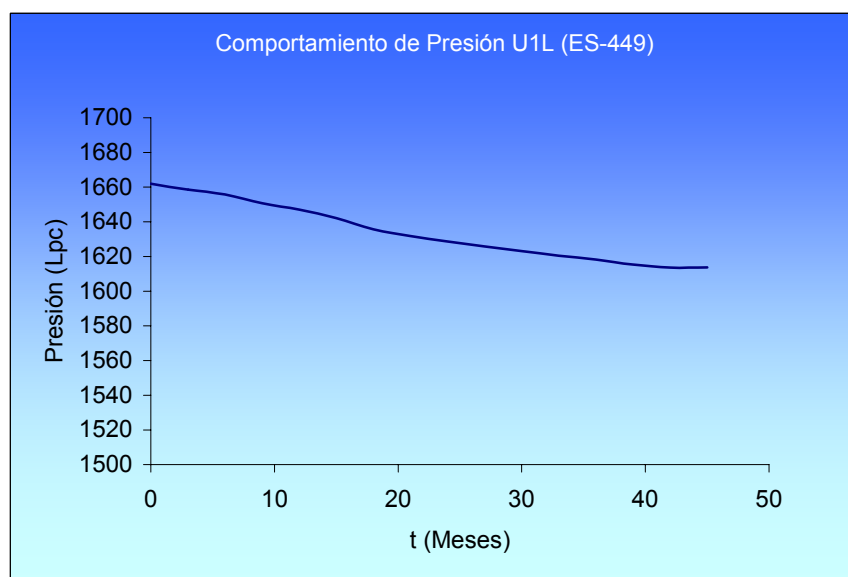


Figura 5.3 Comportamiento de presión del yacimiento U1L(ES-449)

- Yacimiento U1M (ES-449)

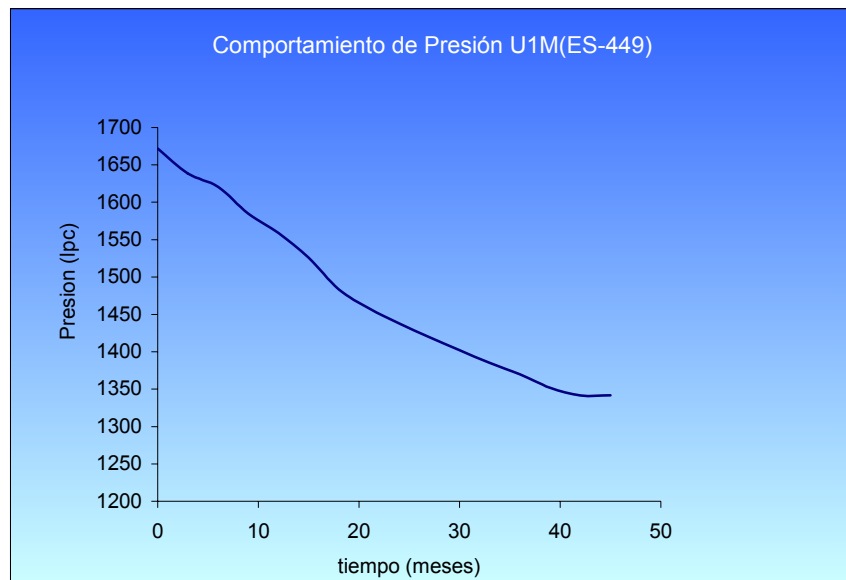


Figura 5.4 Comportamiento de presión del yacimiento U1M(ES-449)

- Yacimiento U2U (ES-449)

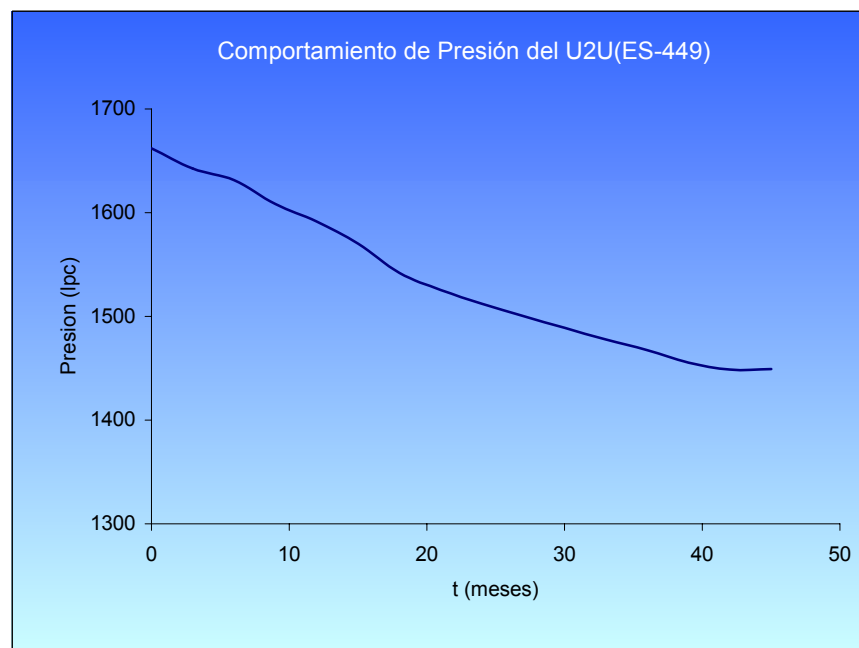


Figura 5.5 Comportamiento de presión del yacimiento U2U(ES-449)

La tabla 5.14 presenta los valores de las presiones que se estima se obtuvieron al final del periodo de producción, siempre que se verifiquen los datos utilizados y las suposiciones hechas para su cálculo.

Tabla 5.14 Presiones estáticas estimadas al final del periodo de producción

Yacimiento	Presión Estática Estimada (lpc)
U1M,L(ES-420)	1346
U2M,L(ES-420)	1523
U1M(ES-449)	1341
U1L(ES-449)	1613
U2U(ES-449)	1449

Las presiones de los yacimientos U1L(ES-420) y el U4(ES-420) igualmente fueron estimadas, pero el conocer dichos valores no resulta interesante para el desarrollo de este trabajo, pues en la propuesta de reactivación del pozo ES-420, dichos yacimientos no están contemplados dentro de los objetivos.

Adicionalmente a las presiones estimadas, es importante conocer la presión inicial del yacimiento U2U (ES-420) ya que éste forma parte de los yacimientos a ser producidos en conjunto con el U1M,L(ES-420) y el U2M,L (ES-420) . El valor reportado para dicha presión es 1500 lpc.

Es importante destacar que estos pozos(ES-420 y ES-449) fueron cerrados hace más de 10 años. Para el caso del pozo ES-449, se debe considerar una condición de equilibrio de flujo entre los yacimientos, ya que al cerrar el pozo no se aislaron los yacimientos completados, por lo que se presume que en este largo periodo han estado comunicados y ha existido flujo cruzado hasta alcanzar una presión de equilibrio. Debido a que no se disponen de registros de presiones actuales, esta presión de equilibrio fue estimada, como un promedio volumétrico mediante la siguiente ecuación:

$$\bar{P} = \frac{\sum P_i V_i}{\sum V_i} \dots \text{Ecuación 5.1}$$

Donde:

P_i = presión actual de cada yacimiento (lpc)

V_i = volumen total de cada yacimiento (Acre-pie)

El valor estimado para el caso del ES-449 fue de 1480 lpc, es decir, que se considera que ésta será la presión a la que tenderá en la actualidad.

Para el caso del pozo ES-420, este problema no se presentó pues los yacimientos a ser completados en la reactivación del mismo no han permanecido en comunicación durante el periodo de cierre, ya que el yacimiento U2M,L(ES-420) (uno de los yacimientos contemplados en la propuesta de reactivación) fue producido al inicio de la historia del pozo, de manera sencilla hasta su cierre, para posteriormente producir el yacimiento U1M,L(ES-420) en conjunto con el U4(ES-420) y luego con el U1U(ES-420) para finalmente, cerrar el pozo. Con lo que se tiene que el yacimiento U1M,L(ES-420) no ha estado en comunicación con el U2M,L(ES-420) y el U2U(ES-420) que no ha sido producido antes. Luego para el caso de este pozo se desprecia la restauración de presión que pudiera existir y se tomarán como las presiones actuales las estimadas para el momento del cierre.

Estimadas las presiones de los yacimientos a ser producidos en conjunto, se puede decir que la diferencia entre las mismas, no representa una limitación para implantar el método, pues dichas diferencias no alcanzan los rangos determinados por experiencias de campo (300 y 500 lpc) en donde se podrían presentar problemas de flujo cruzado.

5.3 Compatibilidad de los fluidos

Debido a la inexistencia de pruebas para determinar la compatibilidad de los fluidos a ser producidos, la misma se consideró válida, ya que haciendo referencia a ciertas propiedades, que se observan en las tablas 5.15 y 5.16, éstas fueron similares; además, en los antecedentes de los pozos no se encontraron indicios de incompatibilidad de fluidos ni los problemas asociados a los mismos, por lo que se consideraron compatibles.

Tabla 5.15 Parámetros para establecer compatibilidad entre los yacimientos a ser producidos por el pozo ES-420

Yacimiento	API	Gravedad del gas	Salinidad del Agua (ppm)
U1M,L(ES-420)	17	0,71	9798
U2U(ES-420)	16	0,6814	9876
U2M,L(ES-420)	15	0,6957	9938

Tabla 5.16 Parámetros para establecer compatibilidad entre los yacimientos a ser producidos por el pozo ES-449

Yacimiento	API	Gravedad del gas	Salinidad del Agua (ppm)
U1M(ES-442)	17	0,71	10309
U1L(ES-449)	19,4	0,74	10354
U2U(ES-449)	19,4	0,74	10400

5.4 Construcción de las curvas de afluencia (IPR)

Una vez determinadas las presiones estáticas de interés, se determinaron las curvas de IPR tanto sencillas como conjuntas para todos los escenarios de daño planteados, como se explicó en el capítulo anterior. De allí se obtuvo lo siguiente:

- Pozo ES-420

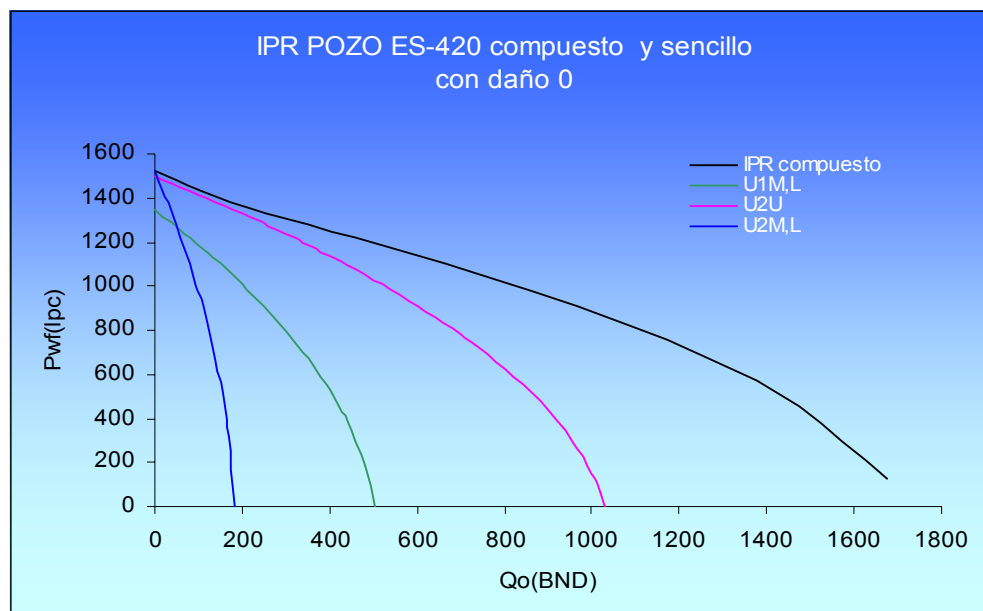


Figura 5.6 Curvas de IPR sencillas y compuestas de los yacimientos producidos por el pozo ES-420 con daño 0

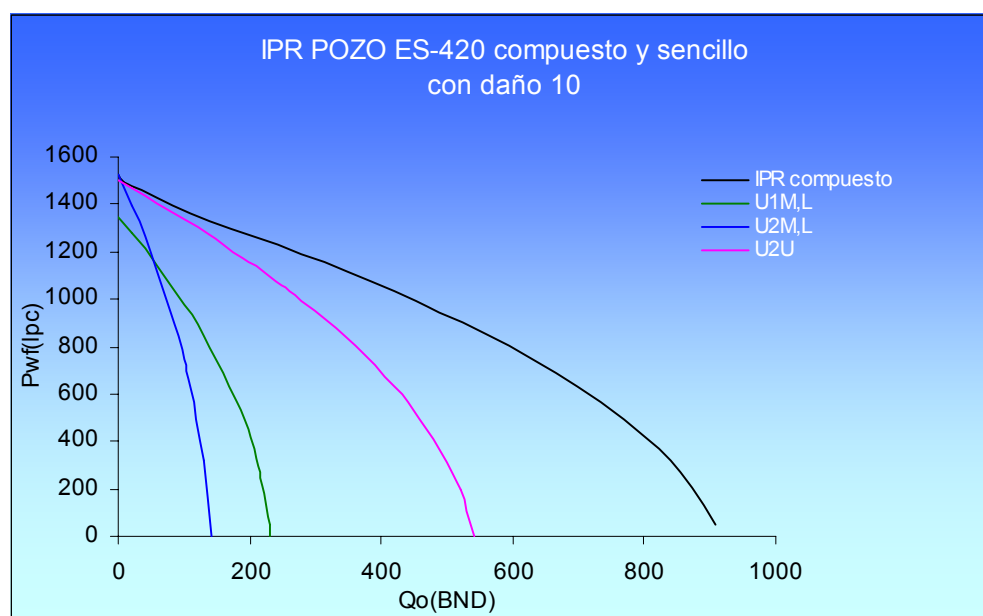


Figura 5.7 Curvas de IPR sencillas y compuestas de los yacimientos producidos por el pozo ES-420 con daño 10

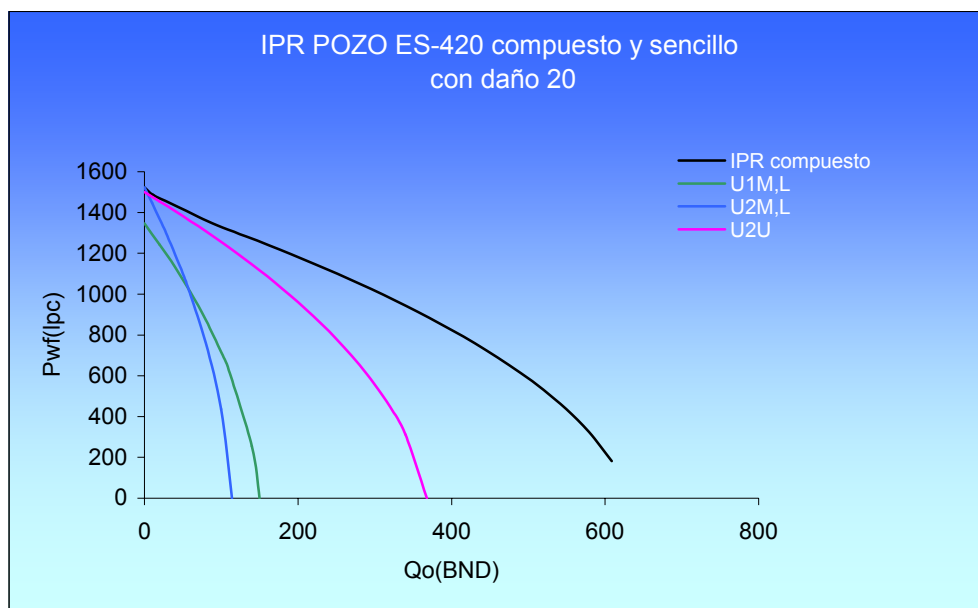


Figura 5.8 Curvas de IPR sencillas y compuestas de los yacimientos producidos por el pozo ES-420 con daño 20

- Pozo ES-449

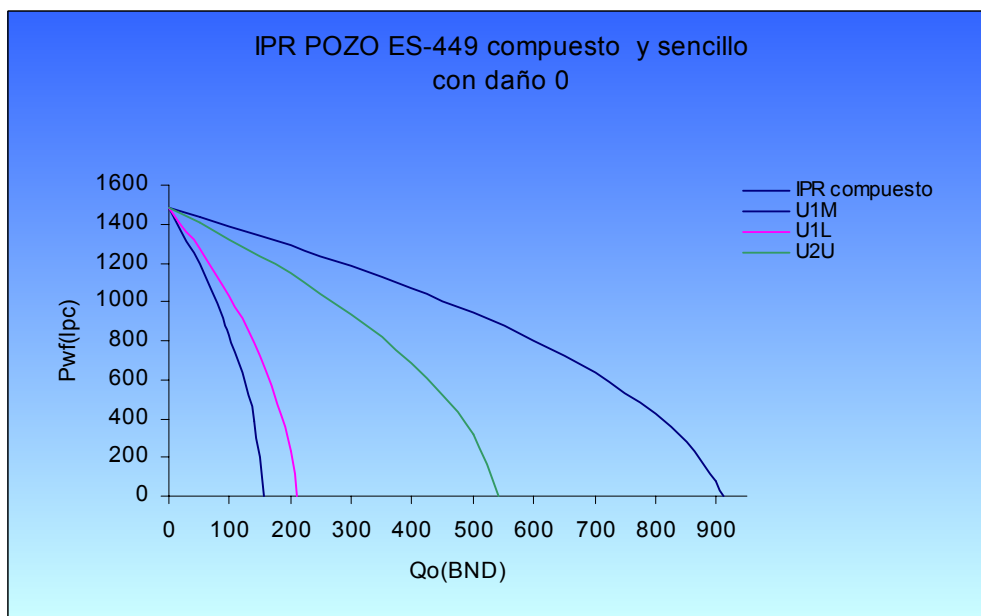


Figura 5.9 Curvas de IPR sencillas y compuestas de los yacimientos producidos por el pozo ES-449 con daño 0

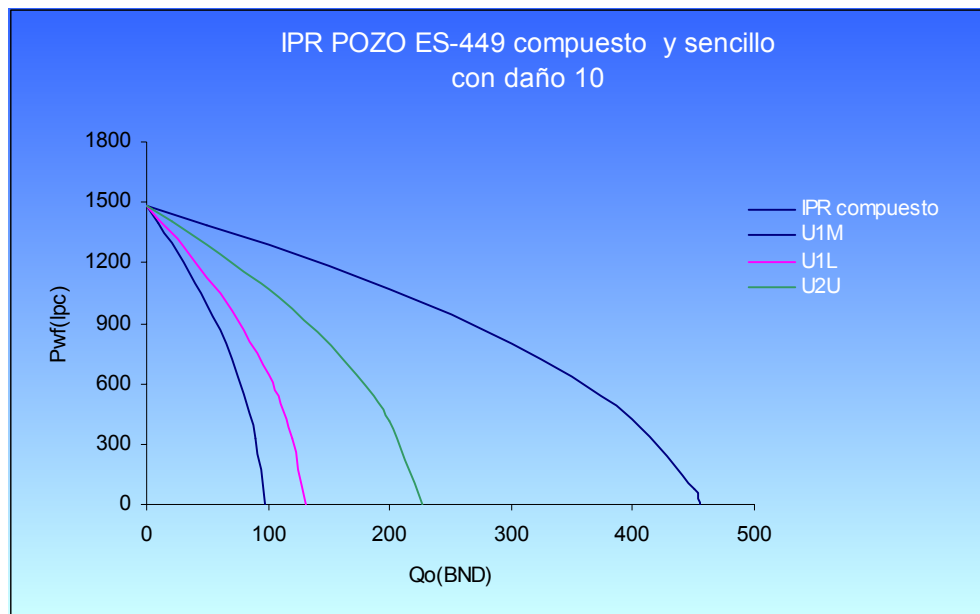


Figura 5.10 Curvas de IPR sencillas y compuestas de los yacimientos producidos por el pozo ES-449 con daño 10

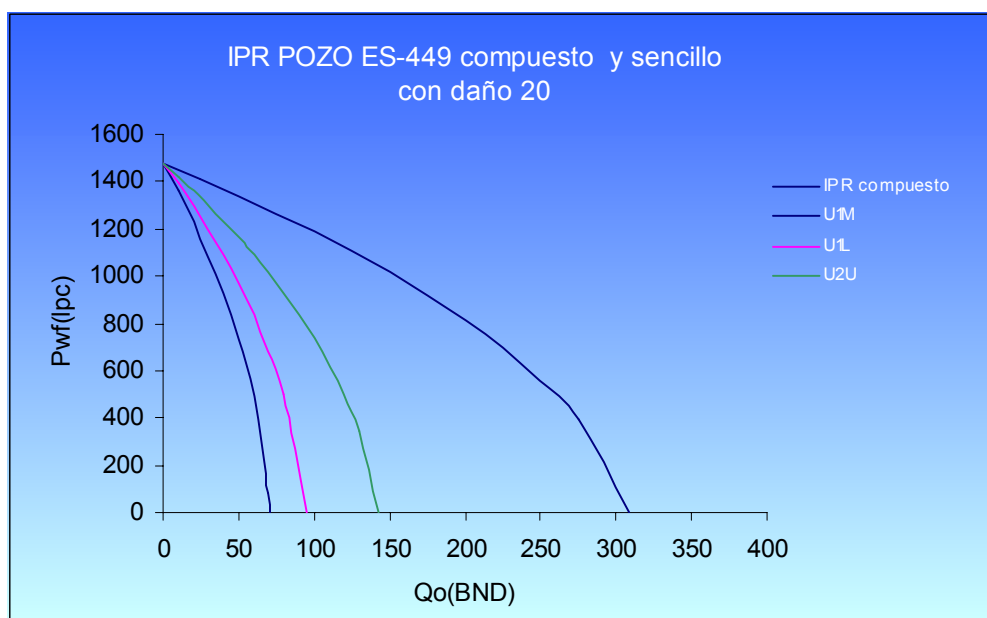


Figura 5.11 Curvas de IPR sencillas y compuestas de los yacimientos producidos por el pozo ES-449 con daño 20

De los resultados anteriores se observa la influencia que tiene el daño sobre la productividad de un pozo. A medida que éste se incrementa, la productividad disminuye. Tal como se observa en las tablas 5.17 y 5.18, al aumentar el daño, disminuye el máximo potencial(AOF).

Tabla 5.17 AOF para diferentes daños, pozo ES-420

Daño	Yacimiento	Producción	AOF(BPPD)
0	U1M,L(ES-420)	Sencilla	520
	U2U(ES-420)	Sencilla	1030
	U2M,L(ES-420)	Sencilla	184
	U1M,L- U2U- U2M,L	Conjunta	1734
10	U1M,L(ES-420)	Sencilla	232
	U2U(ES-420)	Sencilla	542
	U2M,L(ES-420)	Sencilla	141
	U1M,L- U2U- U2M,L	Conjunta	915
20	U1M,L(ES-420)	Sencilla	150
	U2U(ES-420)	Sencilla	368
	U2M,L(ES-420)	Sencilla	114
	U1M,L- U2U- U2M,L	Conjunta	632

Tabla 5.18 AOF para diferentes daños, pozo ES-449

Daño	Yacimiento	Producción	AOF(BPPD)
0	U1M (ES-449)	Sencilla	157
	U1L(ES-449)	Sencilla	211
	U2U(ES-449)	Sencilla	543
	U1M- U1L U2U	Conjunta	911
10	U1M (ES-449)	Sencilla	98
	U1L(ES-449)	Sencilla	131
	U2U(ES-449)	Sencilla	227
	U1M- U1L U2U	Conjunta	456
20	U1M (ES-449)	Sencilla	71
	U1L(ES-449)	Sencilla	95
	U2U(ES-449)	Sencilla	143
	U1M- U1L U2U	Conjunta	309

Así mismo, se puede observar que las arenas U2, son las que presentan mayor AOF, ya que su curva de productividad parece indicar que son capaces de aportar más cantidad de fluidos que las demás, esto en concordancia con las propiedades de la roca, pues presentan mejores propiedades y calidad de arena.

5.5 Determinación de la curva de demanda (TPR)

El departamento de producción de PETROUCV proporcionó el diseño de la bomba a instalar en cada pozo, como se muestra en las tablas 5.19 y 5.20

- Pozo ES-420

Tabla 5.19 Parámetros de diseño de BCP para el pozo ES-420

Prof. De la Bomba (ft)	4120
Modelo de Bomba	120TP2000
Diámetro de las Cabillas (inch)	7/8
Eficiencia de Separación del gas (%)	40
Velocidad de la bomba (rpm)	220
Torque Hidraulico (lbs-ft)	278
Sumergencia (ft)	1978,8
Temp. En la Bomba (F)	160
Presión de Cabezal (lpc)	200
Temp. De cabezal (F)	98

- Pozo ES-449

Tabla 5.20 Parámetros de diseño de BCP para el pozo ES-449

Prof. De la Bomba (ft)	4500
Modelo de Bomba	120TP2000
Diámetro de las Cabillas (inch)	7/8
Eficiencia de Separación del gas (%)	30
Velocidad de la bomba (rpm)	184
Torque Hidraulico (lbs-ft)	303
Sumergencia (ft)	2036
Temp. En la Bomba (F)	162
Presión de Cabezal (lpc)	200
Temp. De cabezal (F)	95

Así mismo, las condiciones mecánicas de los pozos en estudio, se presentan en la tabla 5.21. Ambos pozos están completados con los mismos tipos de tuberías (véase diagramas mecánicos en el Apéndice D)

Tabla 5.21 Tuberías de completación que poseen los pozos en estudio

Tuberías	Diámetro	Peso	Tipo
Rev. de Supreficie	9 5/8"	36 lb/pie	J-55
Rev. Intermedio	5 1/2"	15.5 lb/pie	J-55
Tubería de producción	2 7/8"	6.5 lb/pie	J-56

Con los datos anteriores, el programa BCPi arrojó las curvas de demanda para ambos pozos, las cuales se señalan a continuación.

- Pozo ES-420

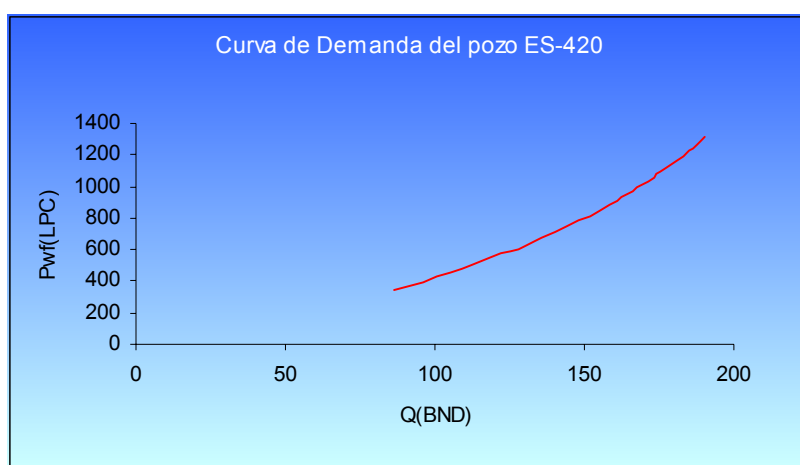


Figura 5.12 Curva de Demanda del pozo ES-420

- Pozo ES-449

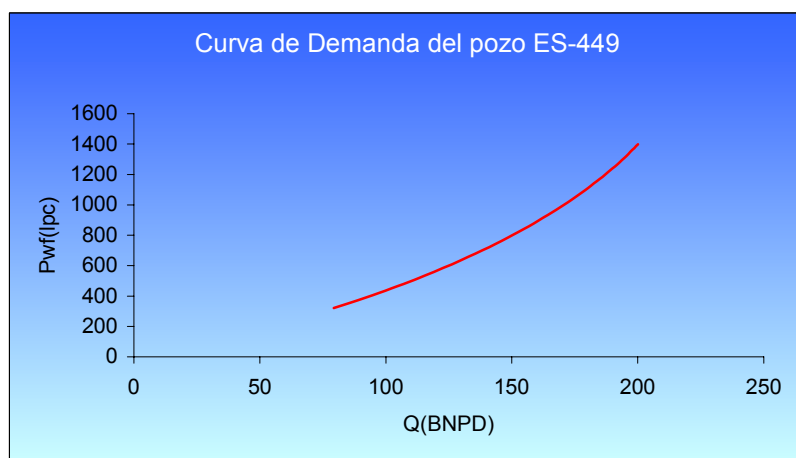


Figura 5.13 Curva de Demanda del pozo ES-449

5.6 Pronósticos de producción

5.6.1 Tasa inicial

Las tablas 5.22 y 5.23 presentan los valores de las tasas iniciales que aportaría cada yacimiento a ser producido, así como si son producidos en conjunto para todos los escenarios de daño estudiados.

- Pozo ES-420

Tabla 5.22 Tasas iniciales de los yacimientos a ser producidos por el pozo ES-420

Daño	Yacimiento	Producción	Tasa Inicial (BPPD)	Pwf(lpc)
0	U1M,L(ES-420)	Sencilla	175	1060
	U2U(ES-420)	Sencilla	190	1340
	U2M,L(ES-420)	Sencilla	137	695
	U1M,L- U2U- U2M,L	Conjunta	200	1360
10	U1M,L(ES-420)	Sencilla	146	760
	U2U(ES-420)	Sencilla	185	1200
	U2M,L(ES-420)	Sencilla	117	530
	U1M,L- U2U- U2M,L	Conjunta	190	1290
20	U1M,L(ES-420)	Sencilla	118	540
	U2U(ES-420)	Sencilla	175	1040
	U2M,L(ES-420)	Sencilla	100	420
	U1M,L- U2U- U2M,L	Conjunta	180	1220

- Pozo ES-449

Tabla 5.23 Tasas iniciales de los yacimientos a ser producidos por el pozo ES-449

Daño	Yacimiento	Producción	Tasa Inicial (BPPD)	Pwf(lpc)
0	U1M (ES-449)	Sencilla	125	600
	U1L(ES-449)	Sencilla	145	760
	U2U(ES-449)	Sencilla	185	1180
	U1M- U1L U2U	Conjunta	190	1300
10	U1M (ES-449)	Sencilla	88	380
	U1L(ES-449)	Sencilla	110	500
	U2U(ES-449)	Sencilla	150	800
	U1M- U1L U2U	Conjunta	180	1120
20	U1M (ES-449)	Sencilla	65	300
	U1L(ES-449)	Sencilla	85	360
	U2U(ES-449)	Sencilla	117	540
	U1M- U1L U2U	Conjunta	165	960

5.6.2 Declinación

En cada yacimiento a ser producido, se realizó su estudio de declinación, para establecer la tendencia exponencial que se le aplicaría en esta nueva etapa de producción. Para el caso del yacimiento U2U(ES-420), el cual no ha sido producido con anterioridad, se asumió de acuerdo con experiencias de campo, que la declinación será un 26% anual. Se debe destacar que lo más recomendable sería tomar algunas pruebas de producción para así establecer la declinación correcta de cada yacimiento.

Para el caso de la producción en conjunto de los yacimientos, luego de hacer un estudio de la declinación de los pozos que produjeron en conjunto, se determinó que la declinación del pozo ES-449 representa de forma general la declinación de los pozos en conjunto, por lo que se decidió tomar esta declinación para realizar los pronósticos de los pozos en estudio. Es así como, haciendo uso de los datos de producción del pozo ES-449 y luego de aplicar un análisis de curvas de declinación hiperbólica, se determinó:

$$D_i = 0.035 \text{ 1/mes}$$

$$b = 0.2$$

Estos valores serán aplicados a ambos pozos (ES-420 - ES-449) cuando sean producidos en conjunto.

Es importante señalar que se están tomando los mismos valores de las pendientes de declinación para generar los pronósticos en los diferentes escenarios de daño planteados, con lo cual se está obviando el efecto que el daño tiene sobre la declinación, esta sería más lenta a medida que se incrementa el daño, pues éste añade una barrera que impide el flujo hacia el pozo, disminuyendo así la tasa que se obtendría. Esta variación se desprecia ya que no existe una forma de controlarla.

Luego, determinadas las declinaciones a utilizar para cada caso, y las tasas iniciales que se estiman tener, se construyeron los siguientes pronósticos de producción para los diferentes escenarios de daño planteados en el estudio, tomando como base la producción en conjunto, y como sencilla, la producción de cada yacimiento. Para el caso de producción sencilla, se debe recordar que en la elaboración de los pronósticos, se consideró el hecho de abrir cada yacimiento desde el más profundo al más somero, una vez llegado el estado de abandono que se asumió 5 BPPD. Así mismo, es bueno recordar que las arenas en estudio van desde lo más profundo hasta lo más somero de la siguiente forma: U2M,L, U2U, U1M,L (U1L, U1M)

- Pozo ES-420

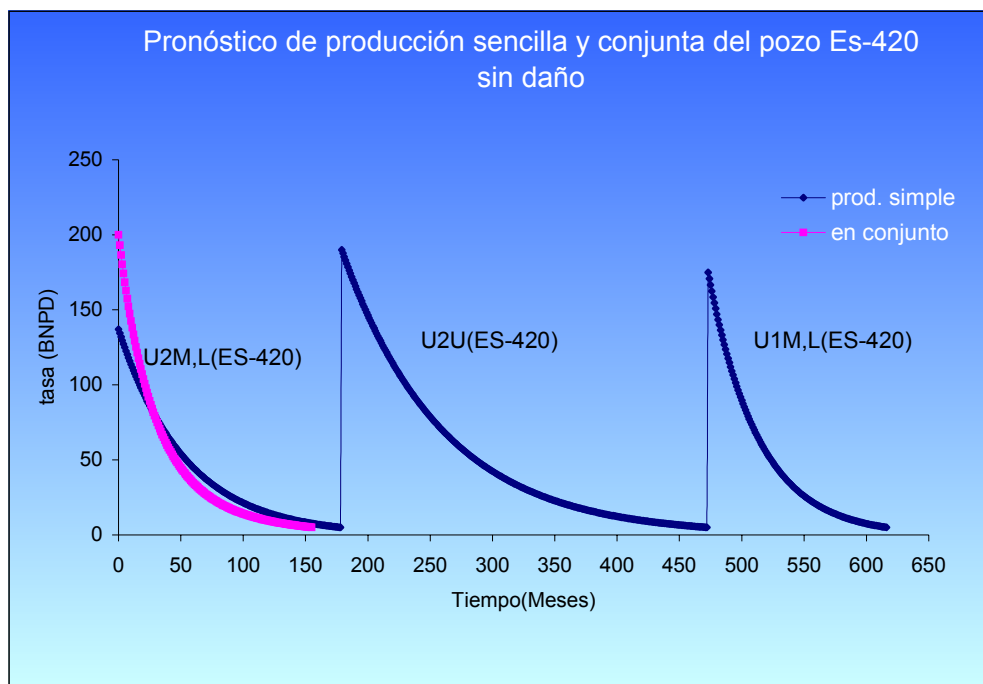


Figura 5.14 Pronóstico de producción sencilla y conjunta del pozo ES-420 sin daño

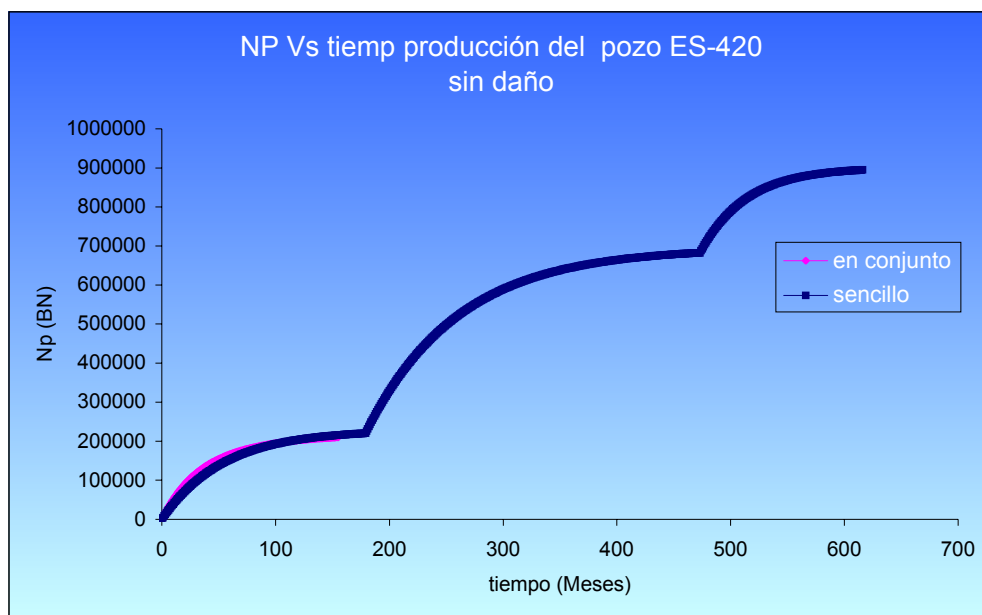


Figura 5.15 Producción acumulada bajo los distintos esquemas de producción de los yacimientos producidos por el pozo ES-420 sin daño

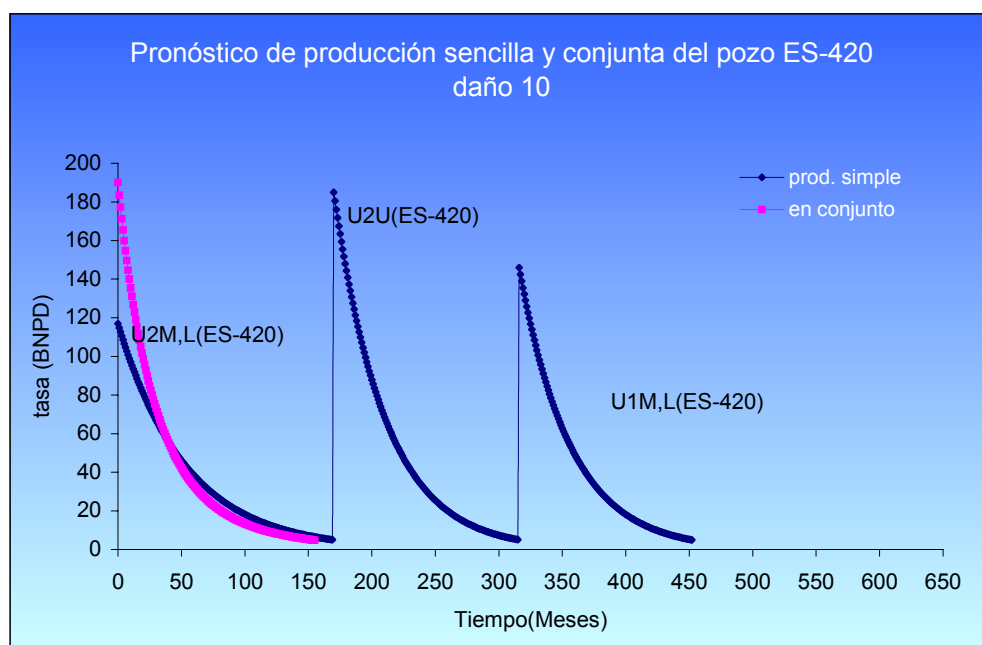


Figura 5.16 Pronóstico de producción sencilla y conjunta del pozo ES-420 daño 10

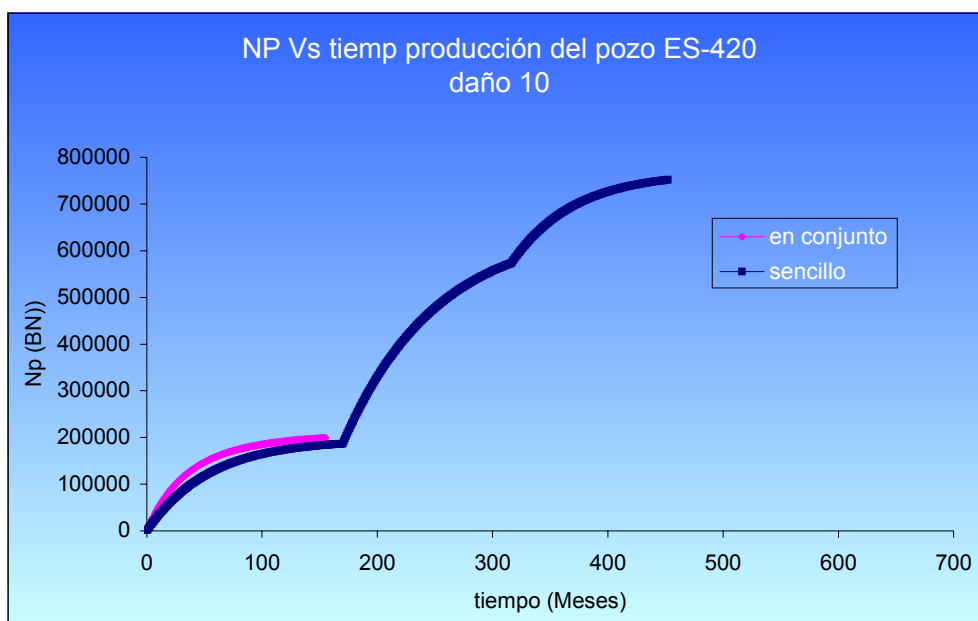


Figura 5.17 Producción acumulada bajo los distintos esquemas de producción de los yacimientos producidos por el pozo ES-420 dañado 10

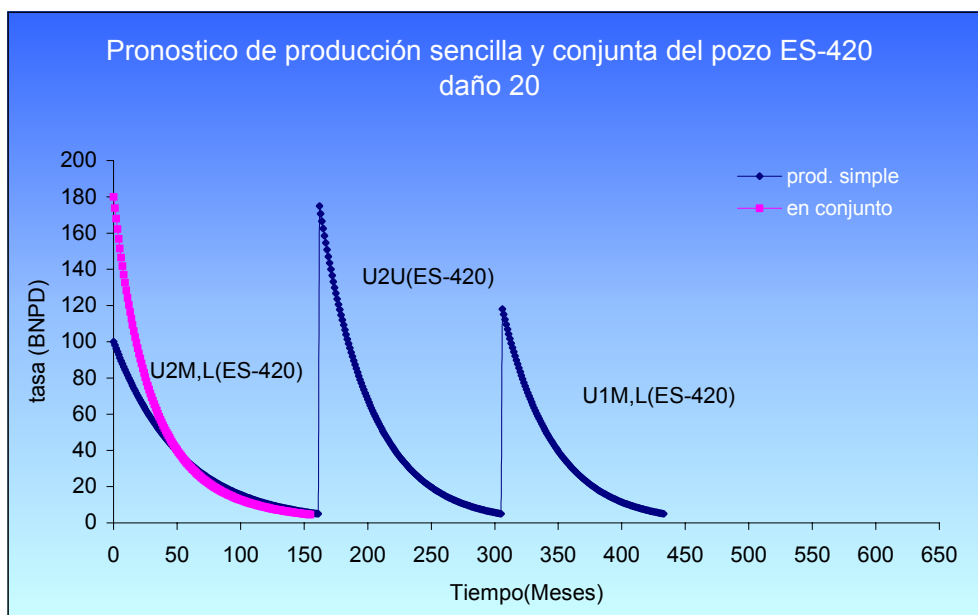


Figura 5.18 Pronóstico de producción sencilla y conjunta del pozo ES-420 dañado 20

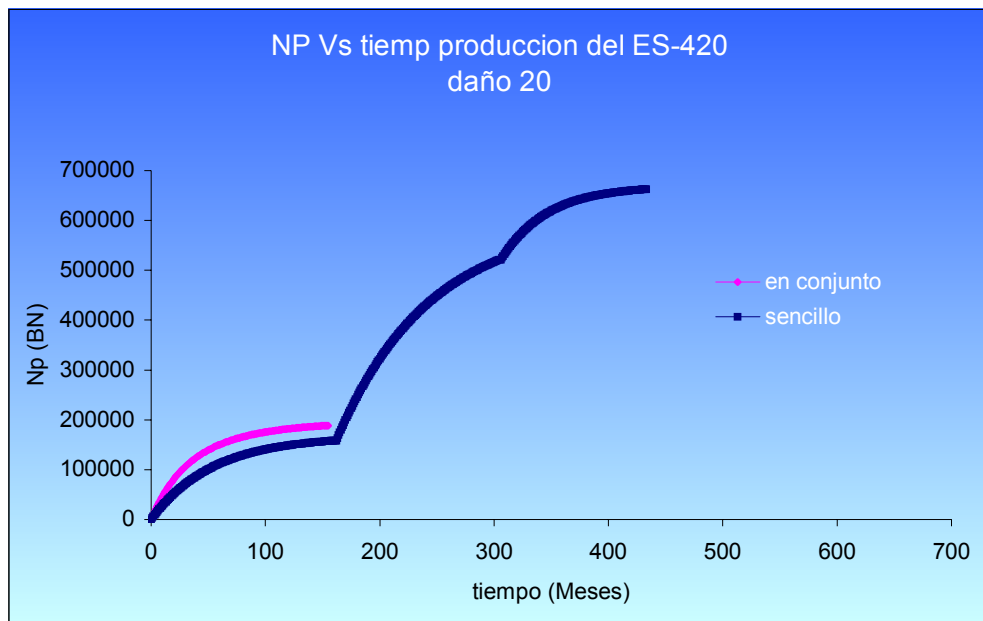


Figura 5.19 Producción acumulada bajo los distintos esquemas de producción de los yacimientos producidos por el pozo ES-420 dañado 20

De los pronósticos generados, se infiere que para el caso del pozo ES-420, la producción en conjunto no resulta un método eficaz de producción. Como se observa en los resultados obtenidos, es mejor completar en el yacimiento U2U(ES-420)(segunda rama de la curva sencilla), ya que éste inicialmente produciría con una tasa muy cercana a la que se obtendría en conjunto. Esto puede ser debido al hecho de que este yacimiento es el que posee las mejores propiedades de roca, lo cual se ve reflejado en las curvas de IPR. Luego, sería más beneficioso producir este yacimiento de forma individual, lo cual ahorraría los gastos asociados a los trabajos de recompletación en los otros yacimientos, para producirlos de forma conjunta

- Pozo ES-449

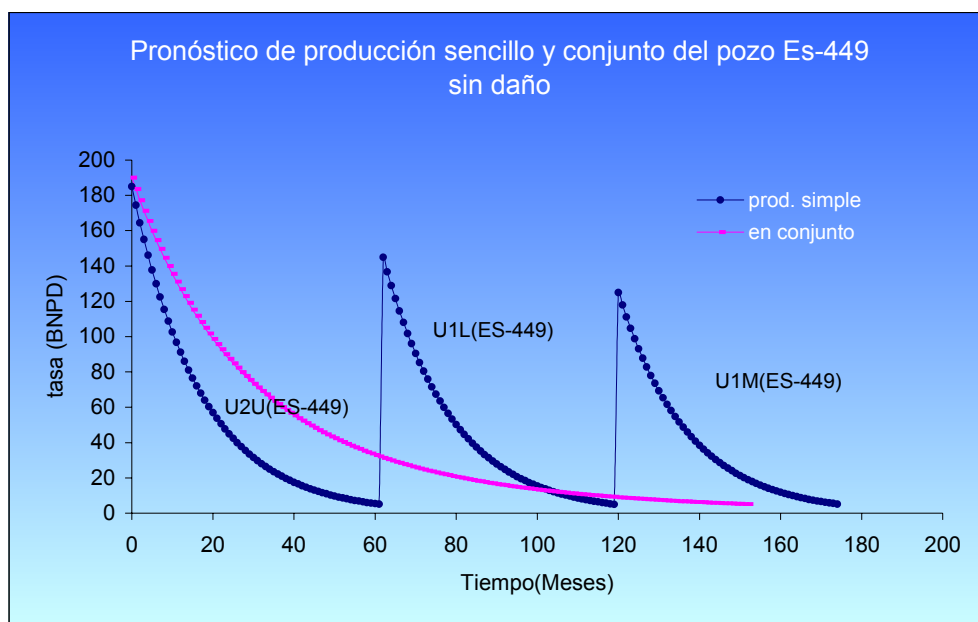


Figura 5.20 Pronóstico de producción sencilla y conjunta del pozo ES-449 sin daño

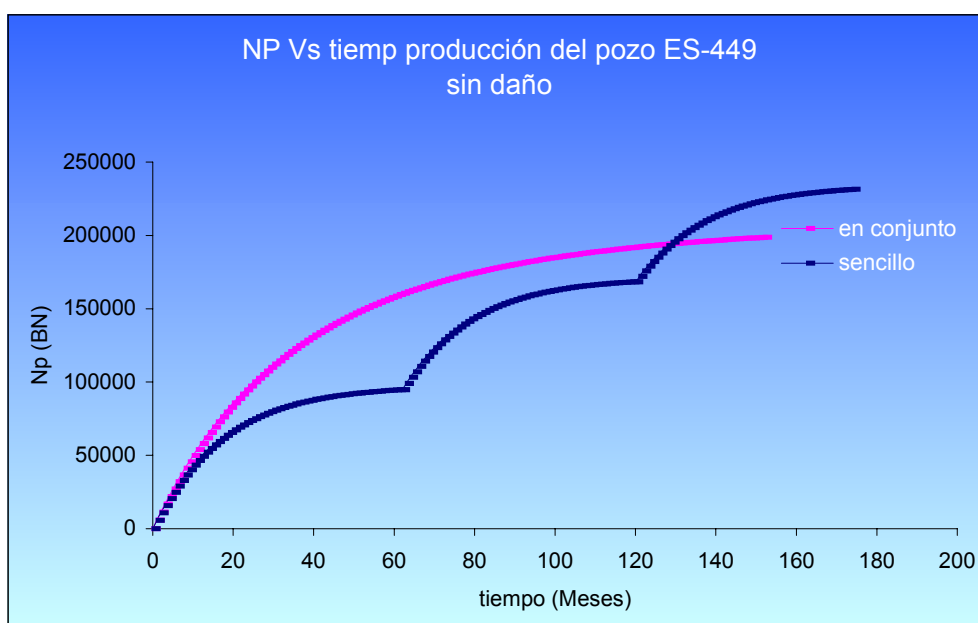


Figura 5.21 Producción acumulada bajo los distintos esquemas de producción de los yacimientos producidos por el pozo ES-449 sin daño

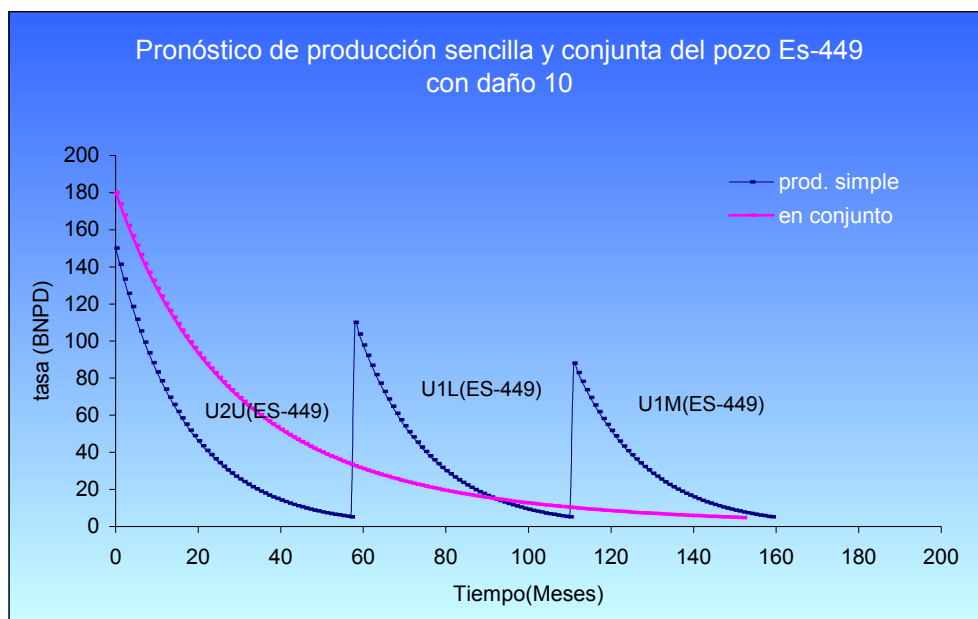


Figura 5.22. Pronóstico de producción sencilla y conjunta del pozo ES-449 con daño 10

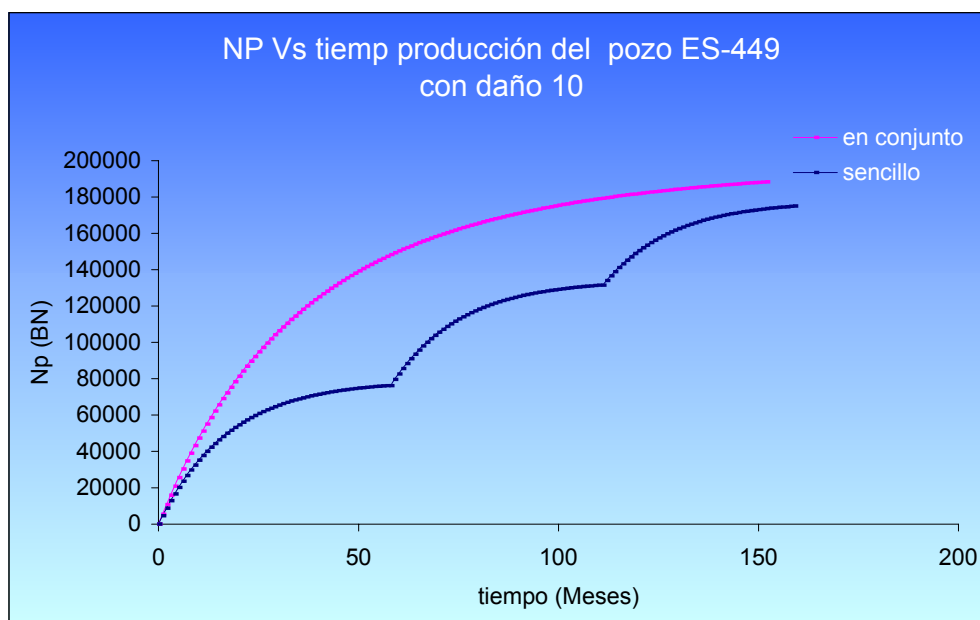


Figura 5.23 Producción acumulada bajo los distintos esquemas de producción de los yacimientos producidos por el pozo ES-449 con daño 10

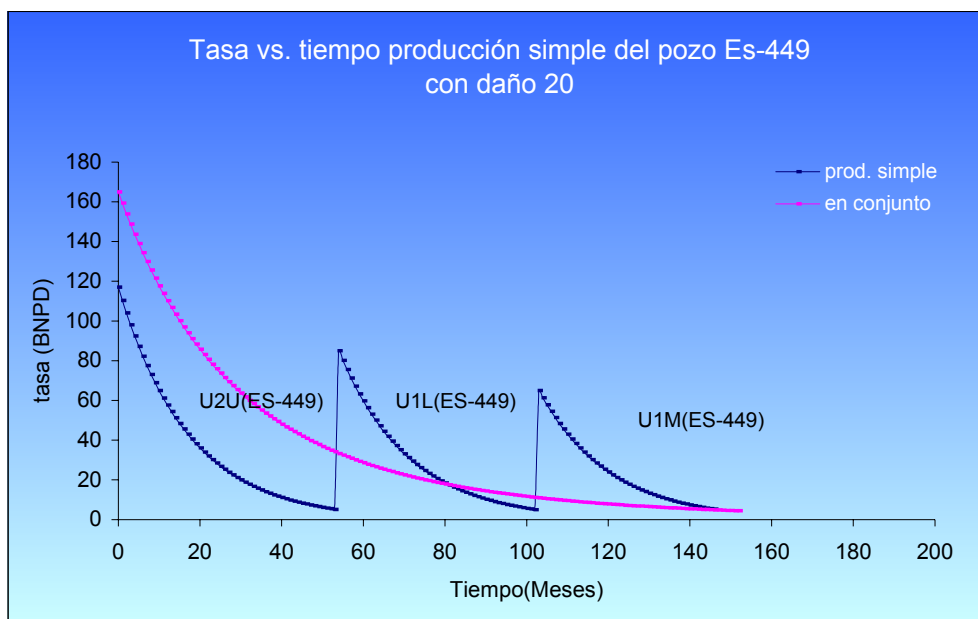


Figura 5.24 Pronóstico de producción sencilla y conjunta del pozo ES-449 con daño 20

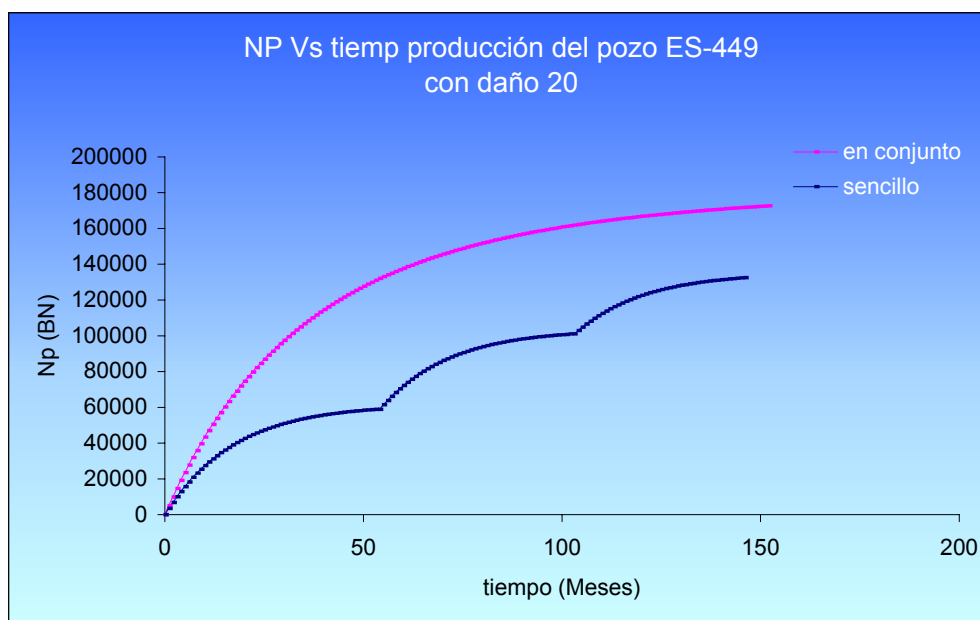


Figura 5.25 Producción acumulada bajo los distintos esquemas de producción de los yacimientos producidos por el pozo ES-449 con daño 20

Para el caso del pozo ES-449, el esquema de producción conjunta funcionaría de manera exitosa, ya que uno de los objetivos del negocio petrolero es obtener una recuperación del capital invertido, en el menor tiempo posible. Es así como se tiene que si se cumplen las condiciones y suposiciones hechas durante el desarrollo de la metodología seguida, para el caso del pozo ES-449, se obtendrán buenos resultados. Se observa que a medida que el daño aumenta, se aprecia más claramente lo beneficioso del método de producción en conjunto. Esto puede atribuirse al hecho de que cuando el primer yacimiento a ser producido en forma sencilla tiene asociado un daño, se observa un descenso drástico del IPR en comparación con cuando no tiene daño, a diferencia de cuando se tienen los tres yacimientos abiertos en producción, es decir, en conjunto. En este caso, de igual forma el IPR descende, pero éste además cuenta con el aporte de los otros dos yacimientos a ser producidos. Este hecho marca los resultados obtenidos, pues la tasa inicial es determinada, dependiendo de esta curva, ya que la de demanda de fluidos se consideró constante, y se mantuvo la misma declinación para todos los escenarios. Se observó que para el caso del pozo ES-449, cuando no se tiene daño, el acumulado de petróleo para cuando se produce de forma sencilla resultó mayor al obtenido de forma conjunta, aunque en un mayor tiempo, pero esta diferencia no justifica los costos de completación en los diferentes yacimientos involucrados. Para los otros dos escenarios estudiados se observó que el acumulado de petróleo para cuando se produce en conjunto, resultó mayor que en el caso de ser producido sencillo. En líneas generales se observa que para el caso del pozo ES-449, la producción conjunta resulta un método factible en donde, según los resultados, se recupera en un menor tiempo mayor cantidad de petróleo, además que se evitan las reparaciones y trabajos RA/RC asociados a producir de forma sencilla.

De los resultados anteriormente señalados se observa que la producción en conjunto no es un método que resulta eficiente en todos los casos, ya que para los dos pozos estudiados resultó uno favorable a este tipo de producción y otro, no.

Es importante destacar que los resultados dependen de la calidad de los datos con los que se trabajó, los cuales en la mayoría de los casos no son representativos del área, pues muchos de ellos se determinaron a partir de correlaciones y experiencias de campo. Luego, la

metodología desarrollada para el estudio de los pozos ES-420 y ES-449 será válida para pozos que posean características similares, de esta manera con las suposiciones hechas se obtendrán resultados análogos.

Para hacer un completo estudio de la producción en conjunto, es vital una recopilación de datos; este estudio puede ser seguido de acuerdo con la metodología propuesta en este trabajo, la cual es el mayor valor de esta investigación, para así obtener resultados confiables que permitan tomar una decisión adecuada. Teniendo un correcto análisis técnico es conveniente realizar una evaluación económica y determinar ciertos indicadores como VPN o TIR, según los distintos escenarios que permitan asegurar la factibilidad o no de la producción en conjunto.

Del estudio presentado se desprenden las siguientes conclusiones:

- ✓ Se estableció una metodología a seguir para implantar en PETROUCV, en futuros análisis de producción en conjunto.
- ✓ Se corrobora que la información disponible es insuficiente y de mala calidad, esto induce un alto grado de riesgo e incertidumbre en los resultados.
- ✓ Se determinó a partir del análisis realizado a los pozos que fueron producidos en conjunto, que no fué posible evaluar la efectividad del esquema de producción estudiado, ya que no se disponía de suficiente información, además aunado a esto los pozos se cerraron por problemas operacionales.
- ✓ No fué posible establecer si el esquema de producción conjunta ó sencilla resultó mejor en el pasado, ya que no se encontraron pozos en condiciones similares.
- ✓ Se determinó que la producción en conjunto, es un esquema adecuado de producción para el pozo ES-419 a diferencia del ES-420, donde no es recomendable su aplicación..
- ✓ El esquema de producción en conjunto de yacimientos, debe ser analizado de manera individual por pozo, con el propósito de establecer sus condiciones óptimas.

RECOMENDACIONES

Del estudio presentado se recomienda lo siguiente:

- ✓ Realizar un programa estricto de recopilación y validación de datos, a fin de contar con la información necesaria para realizar un correcto análisis de producción conjunta de yacimientos.
- ✓ Construir los modelos estáticos y dinámicos, a fin de caracterizar mejor el área y facilitar el desarrollo de la metodología.
- ✓ Reevaluar los estudios realizados de producción en conjunto en este trabajo, en caso de disponer de nueva información.
- ✓ Completar el pozo ES-449 en forma conjunta. de las arenas U1L, U1M U2U.
- ✓ Desarrollar un análisis de riesgo e incertidumbre de las propuestas realizadas en este trabajo.
- ✓ Efectuar el análisis económico, una vez verificada la factibilidad técnica de la producción en conjunto, a fin de determinar la rentabilidad de la misma.
- ✓ Mantener un control y seguimiento del comportamiento del pozo, para optimar los resultados y mejorar futuros diseños, a través de sensores de fondo de presión y temperatura, así como registros de flujo que realicen mediciones continuas para corregir a tiempo, cualquier anomalía presentada, en caso de implantarse el esquema de producción en conjunto.

REFERENCIAS

1. Craf, C and Hawkins. *Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos*. Madrid; Editorial Tecnos, 1968. 560p.
2. CIED. *Completación y Reacondicionamiento de Pozos*. Caracas, 1996. 130 p.
3. MENEVEN. *Completación de Pozos*. San Tomé, 1981. 220 p.
4. Nind, A. *Principles of Oil Well Production*. New York; McGraw Hill, 1964. 364 p.
5. Donohue, D. *Inflow Performance*. Boston; Petroleum Engineering, 1983. 445p
6. Ferrer, A. *Producción Conjunta de Yacimientos*. Maracaibo; CORPOVEN, 1980. 220 p.
7. Maestre, J. *Análisis de Factibilidad de Producción Conjunta en las Arenas del Campo Guafita Sur*. Tesis de Grado, Universidad de Oriente, 1998. 212 p.
8. Muñoz, J. *Plan de Desarrollo Mediante la Completación Commingled para la explotación del Noroeste del Campo Arenuca*. Tesis de Grado, Universidad de Oriente, 2002. 175 p.
9. García, R. *Diseño de una Base de Datos que Sirva de Insumo al Manual de Producción Petrolera de la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la U.C.V Fase I*. Tesis de Grado, Universidad Central de Venezuela, 2002. 240 p.
10. PetroUCV S.A. *Estudio para la reactivación del Área Mayor de Socororo, Fase I, Anexo II*. Corpomene C.A. Caracas 1999. 325 p.

11. PetroUCV S.A. *Propuestas de R/A R/C del Área Mayor de Socororo 2002-2021*. PetoUCV S.A. Caracas, 2001. 120 p.
12. Rondón, M. *Estudio para el Mejoramiento de la Productividad de los Pozos del Área Mayor de Socororo, mediante la Aplicación de Métodos de Levantamiento Artificial*. Tesis de Grado, Universidad Central de Venezuela, 2002. 235 p.
13. Mian, M.A. *Petroleum Engineering handbook for the practicing engineer Vol I*. Tulsa; Penn Well, 1992. 613 p. 154 p.
14. Mendoza, O. *Generación de una correlación empírica para estimar las propiedades PVT de los fluidos del Área Mayor de Socororo*. Tesis de Grado, Universidad Central de Venezuela, 2002. 234 p.
15. Ayestarán, Luis. *Well Evaluation*. Middle East Especial Supplement. 1991. 132 p.

% AyS	Porcentaje de agua y sedimentos
β_o o FVP	Factor volumétrico del petróleo, BY/BN
β_g	Factor volumétrico del petróleo, Rb/Stb
μ_o	Viscosidad del petróleo, cp.
ρ_w	Densidad del agua, gmlcc
ρ_o	Densidad del petróleo, gmlcc
ρ_g	Densidad del gas, gr/cc
γ_o	Gravedad específica del petróleo
γ_g	Gravedad del gas
ϕ	Porosidad
AMS	Área Mayor de Socororo
bbl	Barril
BN	Barriles normales
BNA	Barriles normales de agua
BNP	Barriles normales de petróleo
BNPD	Barriles normales por día
BPD	Barriles por día
BPPD	Barriles de petróleo por día

NOMENCLATURA Y ABREVIATURAS

cp	Centipoise
D	Día
GOES	Gas original en sitio, PCN
H	Profundidad, pies
h	Espesor de la arena productora, pies
k	Permeabilidad absoluta, Darcy
Lb	Libras
Lpc	Libras por pulgada cuadrada
MBN	1×10^3 barriles normales
mD	1×10^3 Darcy
MMBN	1×10^6 Barriles normales
MMBY	1×10^6 Barriles de yacimiento
MMMPC	1×10^9 Pies cúbicos
MMMPCN	1×10^9 Pies cúbicos normales
OFM	Oil Field Manager
P	Presión, Lpc
Pb	Presión de burbujeo, lpc
PCN	Pies cúbicos normales
PCY	Pies cúbicos de yacimiento
Pe	Presión estática, Lpc

P_R	Presión de yacimiento, lpc
POES	Petróleo original en sitio, BN
Pulg.	Pulgadas
P_{wf}	Presión de fondo fluyente, Lpc
Q_o	Tasa de petróleo, BPPD
qt	Tasa de producción de líquidos totales, BND
RA / RC	Rehabilitación / Reacondicionamiento
R_e	Radio de drenaje, pies
reD	Radio adimensional
RGL	Relación gas -líquido, PCN/BN
RGP	Relación gas -petróleo, PCN/BN
R_s	Solubilidad del gas, PCN/BN
R_w	Radio del pozo, pies

Historias de Pozos

- Pozos ES-417

Inicialmente el pozo se completó con equipo de bombeo mecánico conjuntamente en las arenas U1U, U1M,L y U2U. Inició producción en septiembre del 1965 con una tasa de 557 BPPD y 9% AyS produciéndose en forma continua hasta abril de 1966, cuando producía 328 BPPD, 40% AyS, 475 PCN/BN; se sospechó que el agua provenía de la arena U2U, por lo que se recomendó abandonarla con tapón de hierro, y recompletar conjuntamente en las arenas U1U y U1M,L. El pozo no produjo en forma continua. El 16 de mayo de 1966 se encontraba inactivo bajo estado “CR” (esperando reparación menor) El 14 de julio de 1966 se probó con 257 BPPD; 530 PCN/BN; 640 Lppc; 15,7 °API; 55 % AyS. El 21 de septiembre del mismo año se encontraron taponados los intervalos inferiores de la arena U1M,L El pozo quedó cerrado por arenamiento desde julio de 1966 hasta septiembre de 1967. Debido a que el pozo se encontró arenado, se propuso empacar con grava las arenas U1U y U1M,L recompletando conjuntamente dichas arenas, con equipo de bombeo mecánico. El pozo produjo continuamente, entre septiembre de 1967 y agosto de 1968, con tasas variables entre 83 y 202 BPPD, RGP entre 1.490 PCN/BN y 10.049 PCN/BN, cortes de agua entre 44 % y 90 % AyS. Para agosto de 1968, se cerraron estas arenas por arenamiento. Se recomendó reempacar y recompletar el pozo tal como antes. En enero de 1969, el pozo produjo sólo 6 días, con una tasa reportada de 146 BPPD. Las arenas U1U y U1M,L se encontraban arenadas. El 5 de marzo de 1969 se intentó cambiar la bomba sin éxito, encontrándose las cabillas pegadas y no se obtuvo circulación. Se recomendó reempacar con grava en las arenas U1U y U1M,L recompletando como antes. El pozo produjo en forma continua desde abril de 1969 hasta octubre de 1972, con una tasa variable entre 29 BPPD y 207 BPPD y corte de agua entre 30% y 52%. Se observó que la RGP presentó un cambio brusco a los dos meses de haberse reactivado el pozo, variando de 423 a 1.430 PCN/BN. Posterior a junio de 1969, la RGP siempre se mantuvo por encima de

1.430 PCN/BN, alcanzando valores hasta 4.900 PCN/BN. El pozo permaneció cerrado en estado ER (esperando por reparación mayor) hasta junio de 1977, cuando se prueba (se desconoce la causa del cierre, pero se infiere que fue debido al alto porcentaje de agua y sedimentos) En junio de 1977 se probó el pozo durante 5 días, obteniéndose una tasa de 60 BPPD con 90 % AyS, permaneciendo inactivo hasta noviembre de 1978. En noviembre de 1978 cuando producía con 62 BPPD y 90 % AyS, se chequeó arena (no estaba arenado) y se cambió el equipo de bombeo, elevándose la tasa a 177 BPPD para diciembre de 1978, con 395 PCN/BN y 65% AyS. Se mantuvo produciendo por bombeo mecánico hasta mayo de 1979, quedando en estado EMB (esperando por reparación menor de subsuelo), fecha para la cual se reportó una tasa de 154 BPPD, 228 PCN/BN y 65 % AyS. Con la finalidad de aumentar la producción del pozo se propuso cambiar el método de producción de bombeo mecánico a levantamiento artificial por gas, recompletando en las arenas U1U y U1M,L conjuntamente, tal como antes. Después de su recompletación, el pozo produjo de forma continua hasta octubre de 1981, mostrando decrecimiento de la tasa de petróleo con valores entre 51 BPPD y 500 BPPD, RGP entre 11 PCN/BN y 791 PCN/BN. El corte de agua fue aumentando de 20% a 60%, quedando en estado CML (cerrado por falta de mercado).

- Pozo ES-418

Inicialmente se completó sencillo en la arena U2M, L con equipo de bombeo mecánico La arena U2M,L produjo con una característica clara, que viene a ser el crecimiento constante del corte de AyS, que varió desde 0,5% hasta valores del orden de 98,0% durante el periodo de producción comprendido entre junio de 1966 y septiembre de 1970. Pese a tal comportamiento del corte de AyS, la tasa de producción de petróleo se mantuvo relativamente alta, pudiendo hablarse de valores promedios alrededor de los 300 BPPD, hasta mediados del año 1968, cuando comienza a notarse un proceso de declinación constante de la tasa hasta llegar a valores mínimos (4 BPPD) a la fecha del cierre a producción (septiembre, 1970. La arena U2M,L se abandona ya que poseía cortes de encuentra 98,0%.

Luego se recompletó sencillo en las arenas U1U/U1M,L (conjuntas) flujo natural. Las arenas U1U/U1M,L produjeron tan sólo dos meses (julio y agosto, 1971), observándose una tasa de unos 125 BPPD promedio, con una RGP de producción en el orden de 5.800 PCN/BN. El corte de agua mantuvo niveles no significativos ($\pm 1,0\%$ AyS. Luego de esos dos meses de actividad el pozo fue cerrado posiblemente debido a la RGP de producción, que para entonces se consideraba elevada.

- Pozo ES-420

Para el caso del pozo ES-420 se encontró que inicialmente, éste produjo de la arena U2M y se observó que la tasa de petróleo varió entre 107 y 494 BPPD, entre octubre de 1966 y diciembre de 1967, notándose un aumento del corte de agua desde 10% hasta 80%. La relación gas petróleo fue aumentando normalmente desde 114 hasta 250 PCN/BN hasta finalmente incrementar desde 700 hasta 5700 PCN/BN con cortes de agua entre 80 y 97%. Por ello se decidió abandonar la arena U2M. Estos altos cortes de agua son características de las arenas de la formación Merecure cuando son producidas a altas tasas. Posteriormente, el pozo produjo de las arenas U1U y U4U en conjunto entre febrero y septiembre del año 1969. En este periodo se reportaron producciones erráticas de petróleo entre 5 y 177 BPPD e igualmente de gas, con RGP variables entre 240 y 60.000 PCN/BN y aumento de cortes de agua desde 35% hasta 98%. Luego se abandona la arena U4U y se llegó a la conclusión que se realizó un cañoneo extenso que incluyó la zona de transición de petróleo-agua. Seguidamente produjo de las arenas U1U y la U1M,L, con dificultad, ya que presentó problemas de arenamiento, sospechándose posible daño en el liner, siendo necesario hacer trabajos de limpieza, cambios de empaque con grava y equipos de bombeo mecánico hasta que finalmente se cambia el método de levantamiento a LAG. Luego de este cambio, la tasa de petróleo cayó a valores menores de 75 BPPD con cortes de agua entre 60% y 75% y RGP erráticas fluctuando entre 80 y 28.000PCN/BN. Después de revisar la historia del pozo se tiene que el mismo produjo ineficientemente a los yacimientos U1U(ES-420) y U1M,L(ES-420), pues probablemente a pesar de no presentar problemas de arenamiento del liner desde 1974 (cuando se instaló el ultimo empaque con

grava) éste pudo taponarse. Por consiguiente, este pozo puede ser reactivado en dichos yacimientos para la recuperación de las reservas remanentes.

- Pozo ES-423

Inicialmente se completó sencillo en la arena U8U, pero ésta produjo con dificultad crudo pesado de 10 °API, por lo que posteriormente se recomendó cañonear la arena U1U de gravedad °API más baja y producirla en conjunto con la U8U. Esta completación produjo crudo de 12.3 °API muy pobremente, produjo sólo por tres meses y luego se abandono, recompletando en conjunto en las arenas TM, TU y S5; esta completación casi no produjo y rápidamente la RGP se incrementó y se abandonaron dichas arenas.

- Pozo ES-433

Este pozo fue completado conjuntamente en las arenas TU y TM. El pozo comenzó a producir de las arenas TU y TM en conjunto, desde diciembre de 1978 hasta septiembre de 1981, periodo en el cual las tasas de petróleo fueron bajas con valores entre los 11 y 98 BPPD, los valores de RGP variaron entre 52 PCN/BN y 2.744 PCN/BN, el % AyS mostró un valor máximo de 74% y un mínimo valor de 18%.

En enero de 1979 se propuso realizar la estimulación N°1 al pozo, cambiando el equipo de bombeo mecánico por levantamiento artificial por gas, para optimizar la producción del pozo en las arenas TU y TM. Sin embargo, esta estimulación no se realizó, aparentemente por encontrarse suspendido el trabajo para esa fecha, por haberse vencido la fecha de realización del mismo.

Entre noviembre de 1978 y octubre de 1981 se le realizaron siete (7) servicios al pozo con los objetivos de chequear arena (no se encontró arenado) y cambiar equipo de bombeo mecánico (cabillas dañadas y bomba).

En la actualidad el pozo se encuentra inactivo en estado ERB (esperando reparación mayor

de subsuelo)

- Pozo ES-449

El pozo comenzó a producir de las arenas U2U,U1L, U1M desde mayo de 1985 en forma continua hasta julio de 1988, con tasas variables entre 265 BPPD y 66 BPPD hasta noviembre de 1986; luego, su producción varió entre 101 y 36 BPPD; su RGP se mostró también variable entre 191 PCN/BN a 12.882 PCN/BN, con cortes de agua bajos entre 0,1% y 2,7% AyS. El 30 de mayo de 1987 se sacó equipo de producción y se cambiaron VGL.

Las arenas U2U,U1L, U1M son abandonadas por problemas derivados quizá del diseño del equipo de LAG o a la falta de disponibilidad de gas para el levantamiento, pues no se detectaron problemas de arenamiento en este pozo. Un dato importante que soporta la reactivación del pozo ES-449 en los yacimientos U1M(ES-449), U1L(ES-449) y U2U(ES-449), es la baja producción de agua reportada durante el periodo 613 BN.

Características de los Yacimientos

Las tablas presentadas a continuación, se observan las características de los Yacimientos U1M,L(ES-420), U2M,L(ES-420),U2U(ES-420),U1M(ES-449),U1L(ES-449) y U2U(ES-449), del campo Socororo, los cuales se producirán en conjunto a través de los pozos ES-420 y ES-449.

Tabla 1.B Reservas probadas de petróleo y gas en solución para el yacimiento U1M,L(ES-420), según el estudio CORPOMENE C. A.

Reservas probadas de petróleo, gas asociado y gas en solución		
Campo: SOCORORO	Yacimiento: U1M,L (ES-420)	Fecha: 31 de agosto de 1999
Jurisdicción: Barcelona	Área: San Tomé	
DATOS BÁSICOS	YACIMIENTO ORIGINAL	UNIDADES
Gravedad	17,0	°API
Porosidad(ϕ)	20,0	%
Saturación de petróleo (So)	80	%
Factor de merma del petróleo = 1/boi(Fmi)	0,891	Fracción
Área zona de petróleo	344	Acres
Volumen zona de petróleo(Vo)	6.526	Acres-Pies
Relación gas-petróleo original(Rsi)	195	PCS - Bbl
Presión original(Pi)	1.617	LPC
Profundidad plano de referencia(Pb _{nm})	3.740	Pies
Petróleo por unidad de volumen [(7758)(ϕ)(So)(Fmi)]	1.106	Bbls/Acres-Pies
Permeabilidad promedio	600	mD
RESERVAS DE PETRÓLEO		
Petróleo in situ [Vo * (7758)(ϕ)(So)(Fmi)/1000] (N)	7.215	Mbbls
Factor de recuperación primaria (Fr)	10,0	%
Petróleo recuperable [(7758)(ϕ)(So)(Fmi)(Fr)]	111	Bbls/Acres-Pies
Reservas recuperables primarias [(N)(Fr)]	722	Mbbls
Reservas recuperables totales [RRT]	722	Mbbls
Producción acumulada de petróleo (Np)	84,0	Mbbls
Reservas remanentes de petróleo [(RRT)-(Np)]	638	Mbbls
RESERVAS DE GAS		
Gas in situ Solución [(Rsi)(N)]	1.407	MMPC
Gas in situ casquete	-	MMPC
Producción acumulada de gas (Gp)	598,5	MMPC

Tabla 2.B Reservas probadas de petróleo y gas en solución para el yacimiento U2U(ES-420), según el estudio CORPOMENE C. A.

Reservas probadas de petróleo, gas asociado y gas en solución		
Campo: SOCORORO	Yacimiento: U2U(ES-420)	Fecha: 31 de agosto de 1999
Jurisdicción: Barcelona	Área: San Tomé	
DATOS BÁSICOS	YACIMIENTO ORIGINAL	UNIDADES
Gravedad	16,0	°API
Porosidad(ϕ)	25,0	%
Saturación de petróleo (S_o)	75	%
Factor de merma del petróleo = $1/boi(F_{mi})$	0,891	Fracción
Área zona de petróleo	340	Acres
Volumen zona de petróleo(V_o)	5.580	Acres-Pies
Relación gas-petróleo original(R_{si})	189	PCS - Bbl
Presión original(P_i)	1.622	LPC
Profundidad plano de referencia(P_{bnm})	3.755	Pies
Petróleo por unidad de volumen [$(7758)(\phi)(S_o)(F_{mi})$]	1.296	Bbbls/Acres-Pies
Permeabilidad promedio	921	mD
RESERVAS DE PETRÓLEO		
Petróleo in situ [$V_o * (7758)(\phi)(S_o)(F_{mi})/1000$] (N)	7.230	Mbbls
Factor de recuperación primaria (Fr)	15,0	%
Petróleo recuperable [$(7758)(\phi)(S_o)(F_{mi})(Fr)$]	194	Bbbls/Acres-Pies
Reservas recuperables primarias [(N)(Fr)]	1.084	Mbbls
Reservas recuperables totales [RRT]	1.084	Mbbls
Producción acumulada de petróleo (N_p)	0,0	Mbbls
Reservas remanentes de petróleo [(RRT)-(N _p)]	1.084	Mbbls
RESERVAS DE GAS		
Gas in situ Solución [(R _{si})(N)]	1.366	MMPC
Gas in situ casquete	-	MMPC
Producción acumulada de gas (G _p)	0,0	MMPC

Tabla 3.B Reservas probadas de petróleo y gas en solución para el yacimiento U2M,L(ES-420), según el estudio CORPOMENE C.A.

Reservas probadas de petróleo, gas asociado y gas en solución		
Campo: SOCORORO	Yacimiento: U2M,L(ES-420)	Fecha: 31 de agosto de 1999
Jurisdicción: Barcelona	Área: San Tomé	
DATOS BÁSICOS	YACIMIENTO ORIGINAL	UNIDADES
Gravedad	15,0	°API
Porosidad(ϕ)	24,0	%
Saturación de petróleo (S_o)	80	%
Factor de merma del petróleo = $1/boi(F_{mi})$	0,891	Fracción
Área zona de petróleo	272	Acres
Volumen zona de petróleo(V_o)	5.814	Acres-Pies
Relación gas-petróleo original(R_{si})	178	PCS - Bbl
Presión original(P_i)	1.633	LPC
Profundidad plano de referencia(P_{bnm})	3.786	Pies
Petróleo por unidad de volumen $[(7758)(\phi)(S_o)(F_{mi})]$	1.327	Bbls/Acres-Pies
Permeabilidad promedio	481	mD
RESERVAS DE PETRÓLEO		
Petróleo in situ $[V_o * (7758)(\phi)(S_o)(F_{mi})/1000]$ (N)	7.714	Mbbls
Factor de recuperación primaria (Fr)	10,0	%
Petróleo recuperable $[(7758)(\phi)(S_o)(F_{mi})(Fr)]$	133	Bbls/Acres-Pies
Reservas recuperables primarias $[(N)(Fr)]$	771	Mbbls
Reservas recuperables totales [RRT]	771	Mbbls
Producción acumulada de petróleo (N_p)	103,0	Mbbls
Reservas remanentes de petróleo $[(RRT)-(N_p)]$	668	Mbbls
RESERVAS DE GAS		
Gas in situ Solución $[(R_{si})(N)]$	1.373	MMPC
Gas in situ casquete	-	MMPC
Producción acumulada de gas (G_p)	38,9	MMPC

Tabla 4.B Reservas probadas de petróleo y gas en solución para el yacimiento U1M(ES-449), según el estudio CORPOMENE C.A.

Reservas probadas de petróleo, gas asociado y gas en solución		
Campo: SOCORORO	Yacimiento: U1M(ES-449)	Fecha: 31 de agosto de 1999
Jurisdicción: Barcelona	Área: San Tomé	
DATOS BÁSICOS	YACIMIENTO ORIGINAL	UNIDADES
Gravedad	17	°API
Porosidad(ϕ)	28	%
Saturación de petróleo (S_o)	80	%
Factor de merma del petróleo = $1/boi(F_{mi})$	0,887	Fracción
Área zona de petróleo	62	Acres
Volumen zona de petróleo(V_o)	449	Acres-Pies
Relación gas-petróleo original(R_{si})	200	PCS - Bbl
Presión original(P_i)	1.672	LPC
Profundidad plano de referencia(P_{bnm})	3.895	Pies
Petróleo por unidad de volumen $[(7758)(\phi)(S_o)(F_{mi})]$	1.541	Bbls/Acres-Pies
Permeabilidad promedio	555	mD
RESERVAS DE PETRÓLEO		
Petróleo in situ $[V_o * (7758)(\phi)(S_o)(F_{mi})/1000]$ (N)	692	Mbbls
Factor de recuperación primaria (Fr)	15	%
Petróleo recuperable $[(7758)(\phi)(S_o)(F_{mi})(Fr)]$	231	Bbls/Acres-Pies
Reservas recuperables primarias $[(N)(Fr)]$	104	Mbbls
Reservas recuperables totales [RRT]	104	Mbbls
Producción acumulada de petróleo (Np)	55,0	Mbbls
Reservas remanentes de petróleo $[(RRT)-(N_p)]$	49	Mbbls
RESERVAS DE GAS		
Gas in situ Solución $[(R_{si})(N)]$	138	MMPC
Gas in situ casquete	-	MMPC
Producción acumulada de gas (Gp)	600,3	MMPC

Tabla 5.B Reservas probadas de petróleo y gas en solución para el yacimiento
U1L(ES-449), según el estudio CORPOMENE C.A.

Reservas probadas de petróleo, gas asociado y gas en solución		
Campo: SOCORORO	Yacimiento: U1L(ES-449)	Fecha: 31 de agosto de 1999
Jurisdicción: Barcelona	Área: San Tomé	
DATOS BÁSICOS	YACIMIENTO ORIGINAL	UNIDADES
Gravedad	19,4	°API
Porosidad(ϕ)	20,5	%
Saturación de petróleo (S_o)	70	%
Factor de merma del petróleo = $1/boi(F_{mi})$	0,875	Fracción
Área zona de petróleo	92	Acres
Volumen zona de petróleo(V_o)	918	Acres-Pies
Relación gas-petróleo original(R_{si})	229	PCS - Bbl
Presión original(P_i)	1.662	LPC
Profundidad plano de referencia(P_{bnm})	3.865	Pies
Petróleo por unidad de volumen $[(7758)(\phi)(S_o)(F_{mi})]$	975	Bbls/Acres-Pies
Permeabilidad promedio	371	mD
RESERVAS DE PETRÓLEO		
Petróleo in situ $[V_o * (7758)(\phi)(S_o)(F_{mi})/1000]$ (N)	895	Mbbls
Factor de recuperación primaria (Fr)	23,4	%
Petróleo recuperable $[(7758)(\phi)(S_o)(F_{mi})(Fr)]$	228	Bbls/Acres-Pies
Reservas recuperables primarias $[(N)(Fr)]$	209	Mbbls
Reservas recuperables totales [RRT]	209	Mbbls
Producción acumulada de petróleo (N_p)	11,0	Mbbls
Reservas remanentes de petróleo $[(RRT)-(N_p)]$	198	Mbbls
RESERVAS DE GAS		
Gas in situ Solución $[(R_{si})(N)]$	205	MMPC
Gas in situ casquete	-	MMPC
Producción acumulada de gas (G_p)	116,5	MMPC

Tabla 6.B Reservas probadas de petróleo y gas en solución para el yacimiento U2U(ES-449), según el estudio CORPOMENE C. A.

Reservas probadas de petróleo, gas asociado y gas en solución		
Campo: SOCORORO	Yacimiento: U2U(ES-449)	Fecha: 31 de agosto de 1999
Jurisdicción: Barcelona	Área: San Tomé	
DATOS BÁSICOS	YACIMIENTO ORIGINAL	UNIDADES
Gravedad	19,4	°API
Porosidad(ϕ)	20,5	%
Saturación de petróleo (S_o)	70	%
Factor de merma del petróleo = $1/boi(F_{mi})$	0,876	Fracción
Área zona de petróleo	92	Acres
Volumen zona de petróleo(V_o)	918	Acres-Pies
Relación gas-petróleo original(R_{si})	229	PCS - Bbl
Presión original(P_i)	1.662	LPC
Profundidad plano de referencia(P_{bnm})	3.865	Pies
Petróleo por unidad de volumen $[(7758)(\phi)(S_o)(F_{mi})]$	975	Bbls/Acres-Pies
Permeabilidad promedio	463	mD
RESERVAS DE PETRÓLEO		
Petróleo in situ $[V_o * (7758)(\phi)(S_o)(F_{mi})/1000]$ (N)	895	Mbbls
Factor de recuperación primaria (Fr)	23,4	%
Petróleo recuperable $[(7758)(\phi)(S_o)(F_{mi})(Fr)]$	228	Bbls/Acres-Pies
Reservas recuperables primarias $[(N)(Fr)]$	209	Mbbls
Reservas recuperables totales [RRT]	209	Mbbls
Producción acumulada de petróleo (N_p)	47,0	Mbbls
Reservas remanentes de petróleo $[(RRT)-(N_p)]$	162	Mbbls
RESERVAS DE GAS		
Gas in situ Solución $[(R_{si})(N)]$	205	MMPC
Gas in situ casquete	-	MMPC
Producción acumulada de gas (G_p)	302,0	MMPC

Las siguientes tablas, presentan los datos PVT, utilizadas en el trabajo especial de grado para los diferentes yacimientos.

- Yacimiento U1M,L(ES-420)

Tabla 7.B Parámetros PVT del yacimiento U1M,L (ES-420)

Presión (lpc)	Rs (PCN/BN)	Bo BY/BN)	Viscosidad del petróleo(cp)	Bg (ft3/PCN)	Viscosidad del gas(cp)	Densidad del Petróleo(lb/ft3)
400	39,7068	1,06149	13,7539	0,040735	0,0127945	56,4031
506,667	51,5703	1,0661	12,4617	0,0321047	0,012942	56,2666
613,333	63,9203	1,07094	11,3346	0,026415	0,0131053	56,1239
720	76,6918	1,07598	10,3518	0,0223857	0,0132838	55,9756
826,667	89,8367	1,08121	9,49307	0,0193861	0,0134774	55,8226
933,333	103,318	1,08661	8,74049	0,017069	0,0136858	55,6651
1040	117,106	1,09217	8,07842	0,015228	0,013909	55,5037
1146,67	131,175	1,09789	7,49363	0,0137323	0,0141467	55,3386
1253,33	145,507	1,10375	6,97496	0,0124952	0,0143989	55,1702
1360	160,083	1,10975	6,51302	0,0114567	0,0146653	54,9988
1466,67	174,888	1,11589	6,09997	0,0105743	0,0149456	54,8246
1573,33	189,909	1,12216	5,72917	0,00981676	0,0152396	54,6479
1680	195	1,1235	5,64976			54,6262
1786,67	195	1,12244	5,70825			54,678
1893,33	195	1,12149	5,77075			54,7241
2000	195	1,12065	5,83708			54,7653

- Yacimiento U1U(ES-420)

Tabla 8.B Parámetros PVT del yacimiento U1U (ES-420)

Presión (lpc)	Rs (PCN/BN)	Bo BY/BN)	Viscosidad del petróleo(cp)	Bg (ft3/PCN)	Viscosidad del gas(cp)	Densidad del Petróleo(lb/ft3)
400	40,8102	1,06202	12,7218	0,0407002	0,0127651	56,2006
506,667	53,0035	1,0668	11,5213	0,0320698	0,0129148	56,0605
613,333	65,6967	1,07181	10,4763	0,02638	0,0130807	55,9139
720	78,8231	1,07704	9,56652	0,0223507	0,0132623	55,7617
826,667	92,3334	1,08245	8,77273	0,0193511	0,0134592	55,6046
933,333	106,189	1,08805	8,07779	0,0170342	0,0136715	55,4429
1040	120,36	1,09382	7,46701	0,0151934	0,0138989	55,2771
1146,67	134,821	1,09975	6,92791	0,013698	0,0141413	55,1076
1253,33	149,551	1,10582	6,45006	0,0124612	0,0143986	54,9348
1360	164,531	1,11205	6,02468	0,0114232	0,0146707	54,7588
1466,67	179,748	1,11842	5,64446	0,0105413	0,0149572	54,58
1573,33	195,187	1,12492	5,30323	0,00978435	0,0152578	54,3986
1680	196	1,12414	5,33608			
1786,67	196	1,12309	5,39233			
1893,33	196	1,12216	5,45237			
2000	196	1,12133	5,51605			

- Yacimiento U4 (ES-420)

Tabla 9.B Parámetros PVT del yacimiento U4 (ES-420)

Presión (lpc)	Rs (PCN/BN)	Bo BY/BN)	Viscosidad del petróleo(cp)	Bg (ft3/PCN)	Viscosidad del gas(cp)	Densidad del Petróleo(lb/ft3)
400	33,4406	1,05966	21,6516	0,0410823	0,0130143	57,5823
506,667	43,432	1,06337	19,7001	0,0324245	0,0131477	57,4665
613,333	53,833	1,06726	17,9755	0,0267165	0,0132948	57,3456
720	64,589	1,07131	16,4545	0,022674	0,0134551	57,2201
826,667	75,6595	1,0755	15,1127	0,019664	0,0136281	57,0905
933,333	87,0133	1,07983	13,9269	0,0173385	0,0138135	56,9573
1040	98,6251	1,08428	12,8763	0,0154901	0,0140112	56,8208
1146,67	110,475	1,08885	11,9428	0,0139877	0,0142208	56,6811
1253,33	122,544	1,09353	11,1107	0,0127443	0,0144423	56,5387
1360	134,82	1,09832	10,3665	0,0116997	0,0146752	56,3937
1466,67	147,289	1,10321	9,69865	0,0108113	0,0149194	56,2462
1573,33	159,94	1,1082	9,09743	0,0100476	0,0151745	56,0965
1680	160	1,10715	9,18469			56,1501
1786,67	160	1,10621	9,2818			56,1982
1893,33	160	1,10536	9,38544			56,241
2000	160	1,10461	9,49535			56,2792

- Yacimiento U1M (ES-449)

Tabla 10.B Parámetros PVT del yacimiento U1L (ES-449)

Presión (lpc)	Rs (PCN/BN)	Bo BY/BN)	Viscosidad del petróleo(cp)	Bg (ft3/PCN)	Viscosidad del gas(cp)	Densidad del Petróleo(lb/ft3)
400	39,4072	1,06305	12,9383	0,040959	0,0128502	56,3171
506,667	51,1812	1,06765	11,7438	0,032287	0,0129962	56,1816
613,333	63,438	1,07246	10,6997	0,0265697	0,0131578	56,0399
720	76,1131	1,07747	9,78737	0,0225209	0,0133345	55,8929
826,667	89,1589	1,08267	8,98877	0,0195067	0,013526	55,741
933,333	102,538	1,08804	8,2876	0,0171783	0,0137321	55,5848
1040	116,222	1,09357	7,66974	0,0153282	0,0139526	55,4247
1146,67	130,186	1,09926	7,12315	0,0138251	0,0141874	55,261
1253,33	144,409	1,10508	6,63766	0,0125817	0,0144364	55,0941
1360	158,875	1,11105	6,20468	0,0115379	0,0146994	54,9241
1466,67	173,568	1,11715	5,81703	0,0106508	0,014976	54,7515
1573,33	188,477	1,12337	5,46862	0,00988907	0,015266	54,5763
1680	200	1,12792	5,23772			

- Yacimiento U1L (ES-449)

Tabla 11.B Parámetros PVT del yacimiento U1L (ES-449)

Presión (lpc)	Rs (PCN/BN)	Bo BY/BN)	Viscosidad del petróleo(cp)	Bg (ft3/PCN)	Viscosidad del gas(cp)	Densidad del Petróleo(lb/ft3)
400	44,9085	1,06576	9,06937	0,0407896	0,0127106	55,3561
506,667	58,3262	1,07119	8,21518	0,032117	0,0128676	55,2027
613,333	72,294	1,07688	7,4754	0,0263994	0,0130418	55,0422
720	86,7386	1,08282	6,83396	0,0223506	0,013233	54,8755
826,667	101,606	1,08899	6,27604	0,0193365	0,0134409	54,7033
933,333	116,853	1,09536	5,78876	0,0170087	0,0136656	54,5263
1040	132,447	1,10193	5,36121	0,0151596	0,0139068	54,3448
1146,67	148,36	1,10868	4,9843	0,0136577	0,0141647	54,1592
1253,33	164,569	1,11561	4,65045	0,012416	0,0144391	53,9701
1360	181,054	1,12271	4,35337	0,0113743	0,0147298	53,7776
1466,67	197,799	1,12997	4,08783	0,0104898	0,0150367	53,5822
1573,33	214,788	1,1374	3,84948	0,00973102	0,0153594	53,3841
1680	229	1,1434	3,67664			

Yacimiento U2U (ES-449)

Tabla 12.B Parámetros PVT del yacimiento U2U (ES-449)

Presión (lpc)	Rs (PCN/BN)	Bo BY/BN)	Viscosidad del petróleo(cp)	Bg (ft3/PCN)	Viscosidad del gas(cp)	Densidad del Petróleo(lb/ft3)
400	44,9085	1,06576	9,06937	0,0407896	0,0127106	55,3561
506,667	58,3262	1,07119	8,21518	0,032117	0,0128676	55,2027
613,333	72,294	1,07688	7,4754	0,0263994	0,0130418	55,0422
720	86,7386	1,08282	6,83396	0,0223506	0,013233	54,8755
826,667	101,606	1,08899	6,27604	0,0193365	0,0134409	54,7033
933,333	116,853	1,09536	5,78876	0,0170087	0,0136656	54,5263
1040	132,447	1,10193	5,36121	0,0151596	0,0139068	54,3448
1146,67	148,36	1,10868	4,9843	0,0136577	0,0141647	54,1592
1253,33	164,569	1,11561	4,65045	0,012416	0,0144391	53,9701
1360	181,054	1,12271	4,35337	0,0113743	0,0147298	53,7776
1466,67	197,799	1,12997	4,08783	0,0104898	0,0150367	53,5822
1573,33	214,788	1,1374	3,84948	0,00973102	0,0153594	53,3841
1680	229	1,14289	3,69078			

Producción por pozos

Los siguientes gráficos muestran los datos de producción por pozo obtenidos directamente de OFM, tanto los que han producido en conjunto como los que han producido de una sola arena.

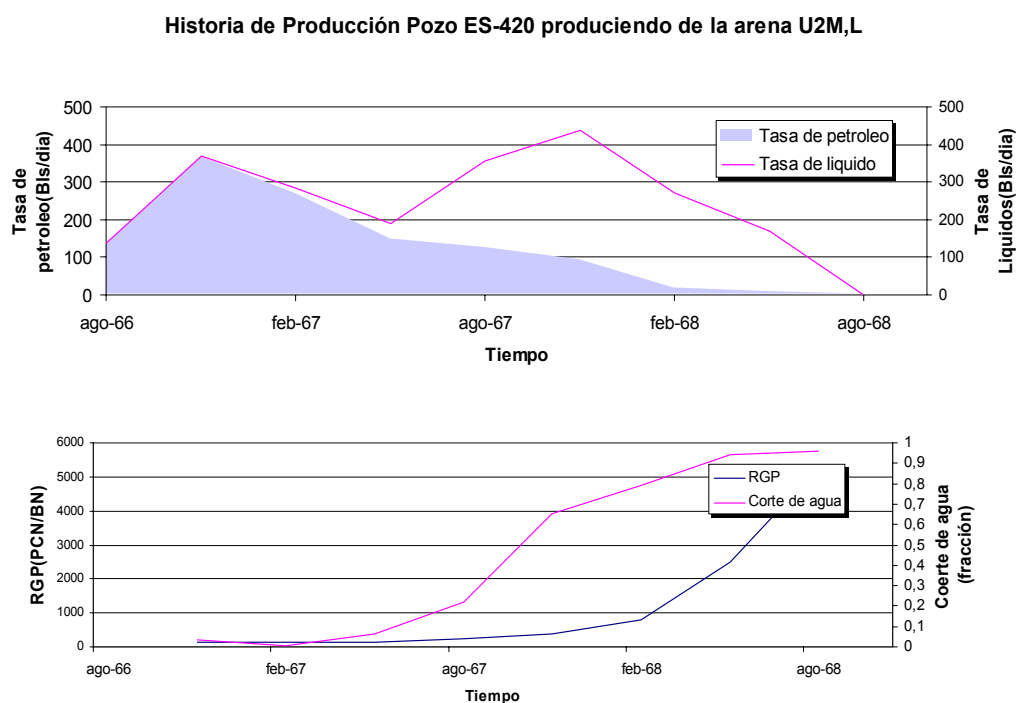


Figura 1.C Historia de producción del pozo ES-420 produciendo de la arena U2M,L

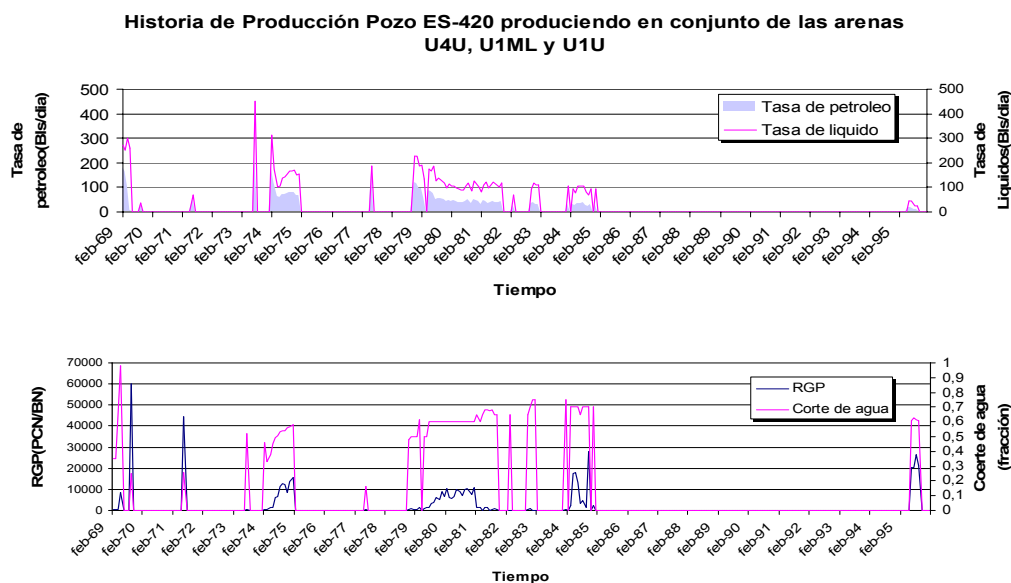


Figura 2.C Historia de producción del pozo ES-420 produciendo en conjunto de las arenas U4U, U1M,L y U1U

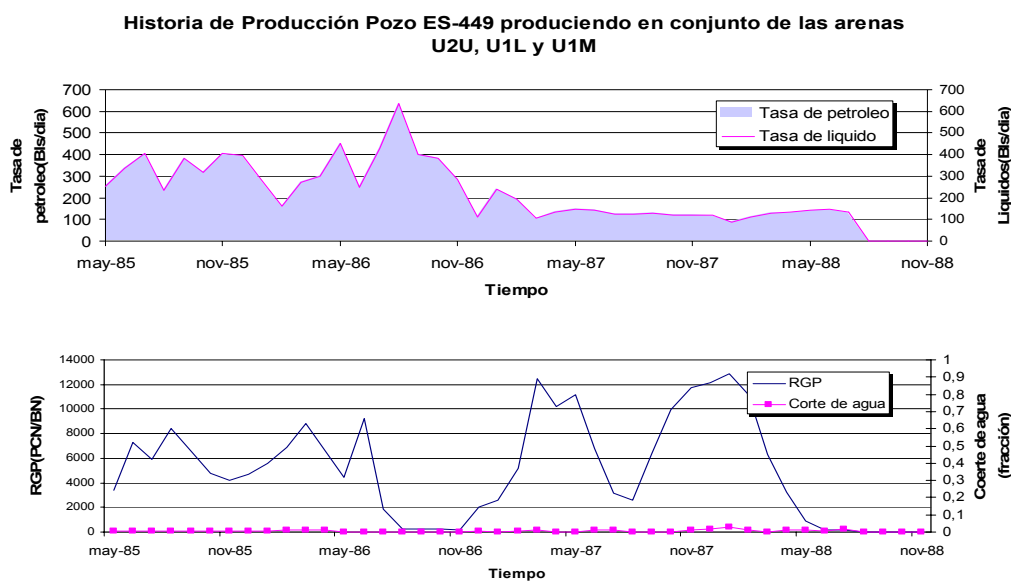


Figura 3.C Historia de producción del pozo ES-449 produciendo en conjunto de las arenas U2U,U1L y U1M

Diagramas de los pozos

En las siguientes figuras se puede observar los estados mecánicos actuales de los pozos a ser producidos en conjunto(ES-420 y ES-449).

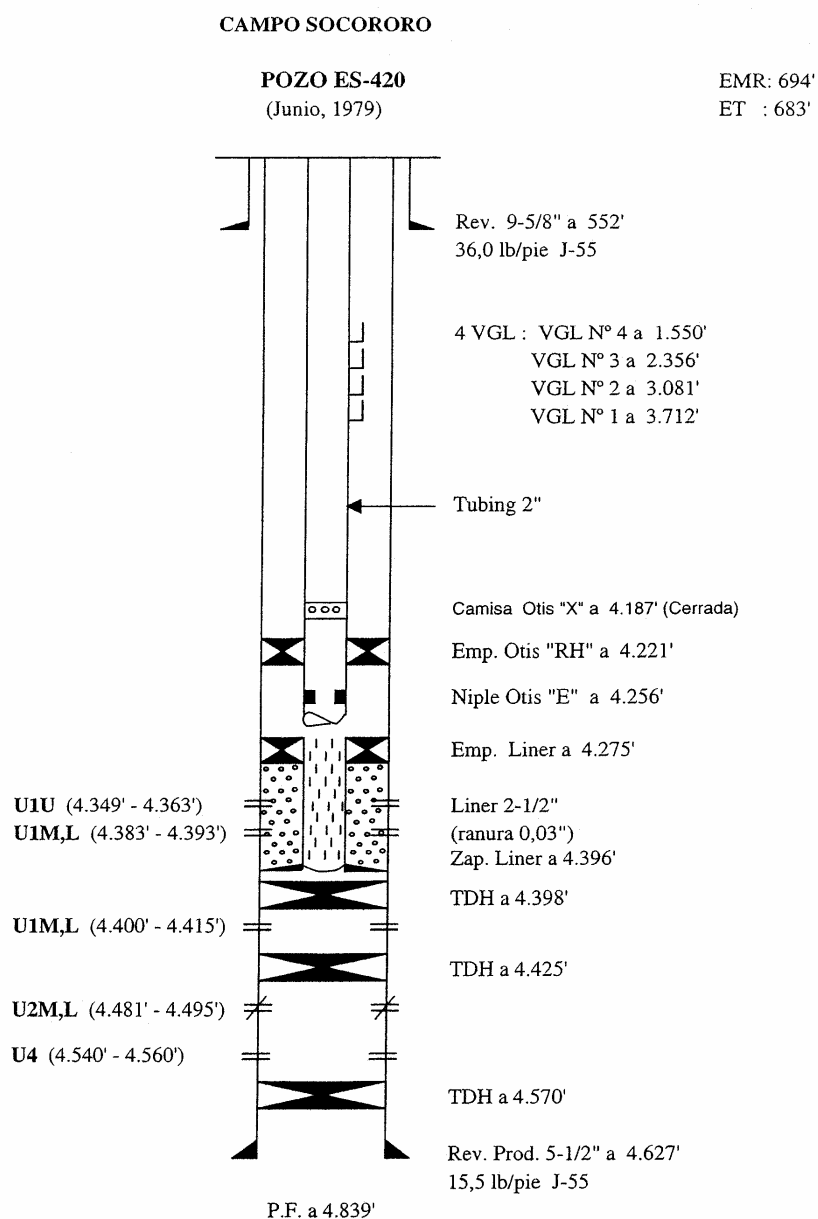


Figura 1.D Diagrama mecánico actual del pozo ES-420

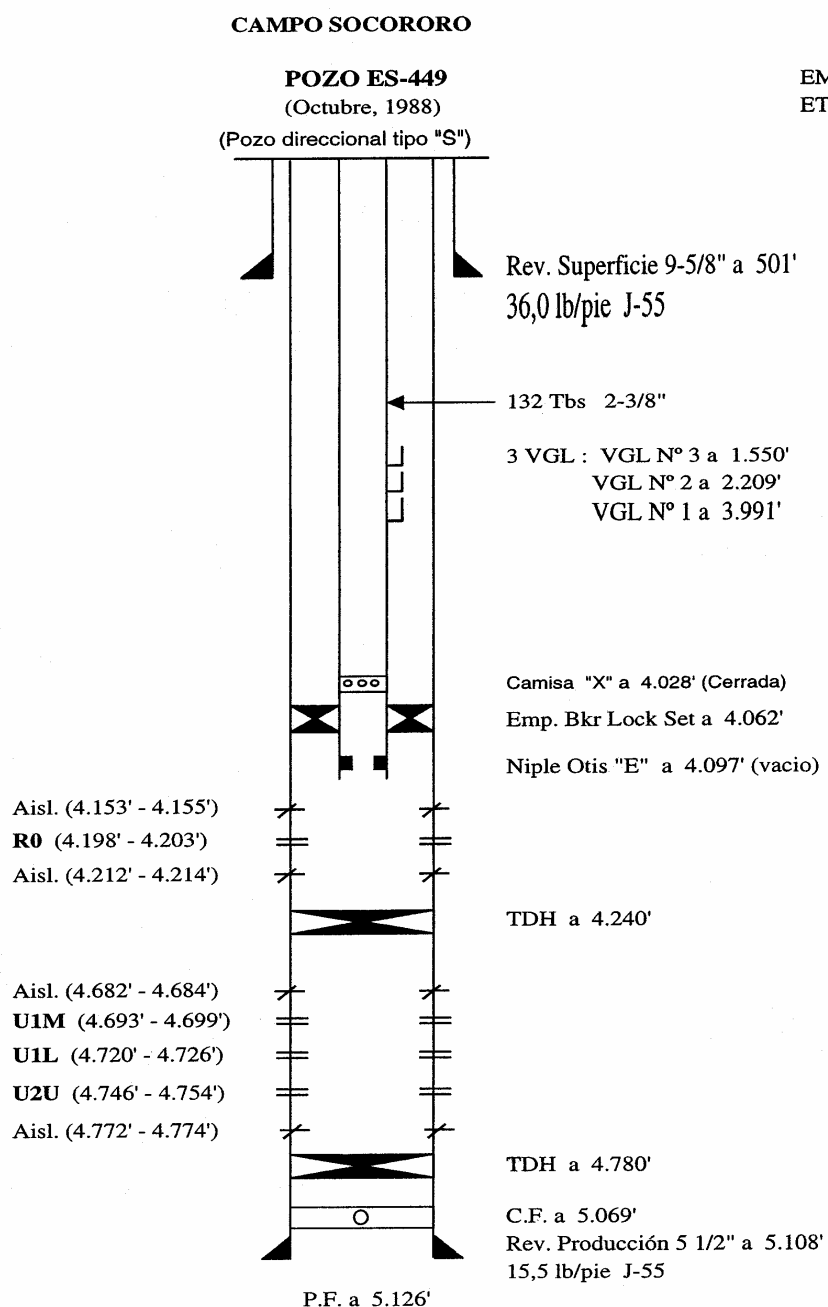


Figura 2.D Diagrama mecánico actual del pozo ES-449

A continuación se presentan los diagramas mecánicos propuestos por la gerencia de producción de PETROUCV, en la propuesta de RA/RC, para los pozos ES-420 y ES-449, utilizados en este estudio, para la construcción de las curvas de demanda.

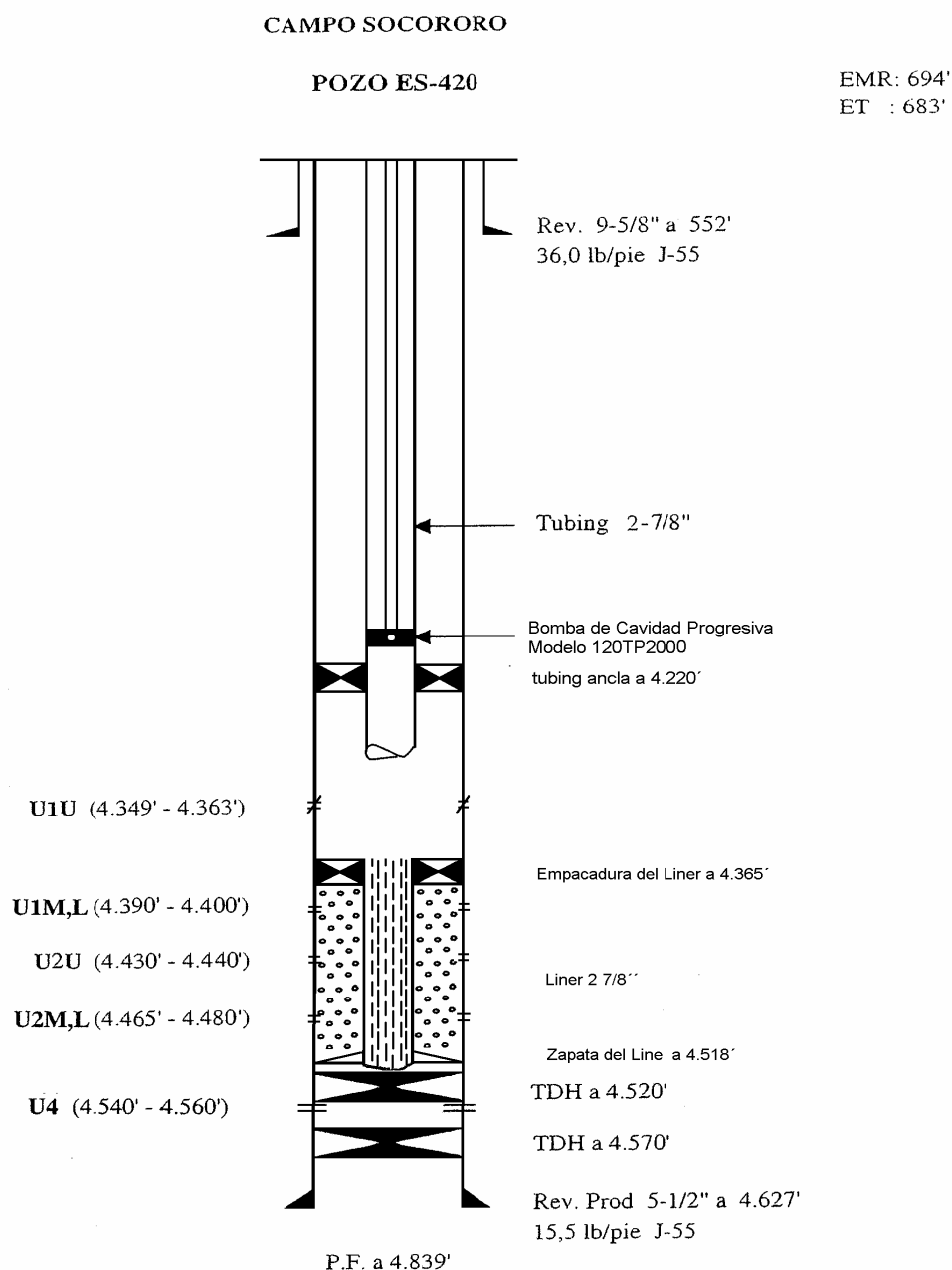


Figura.3.D Diagrama mecánico propuesto para el pozo ES-420

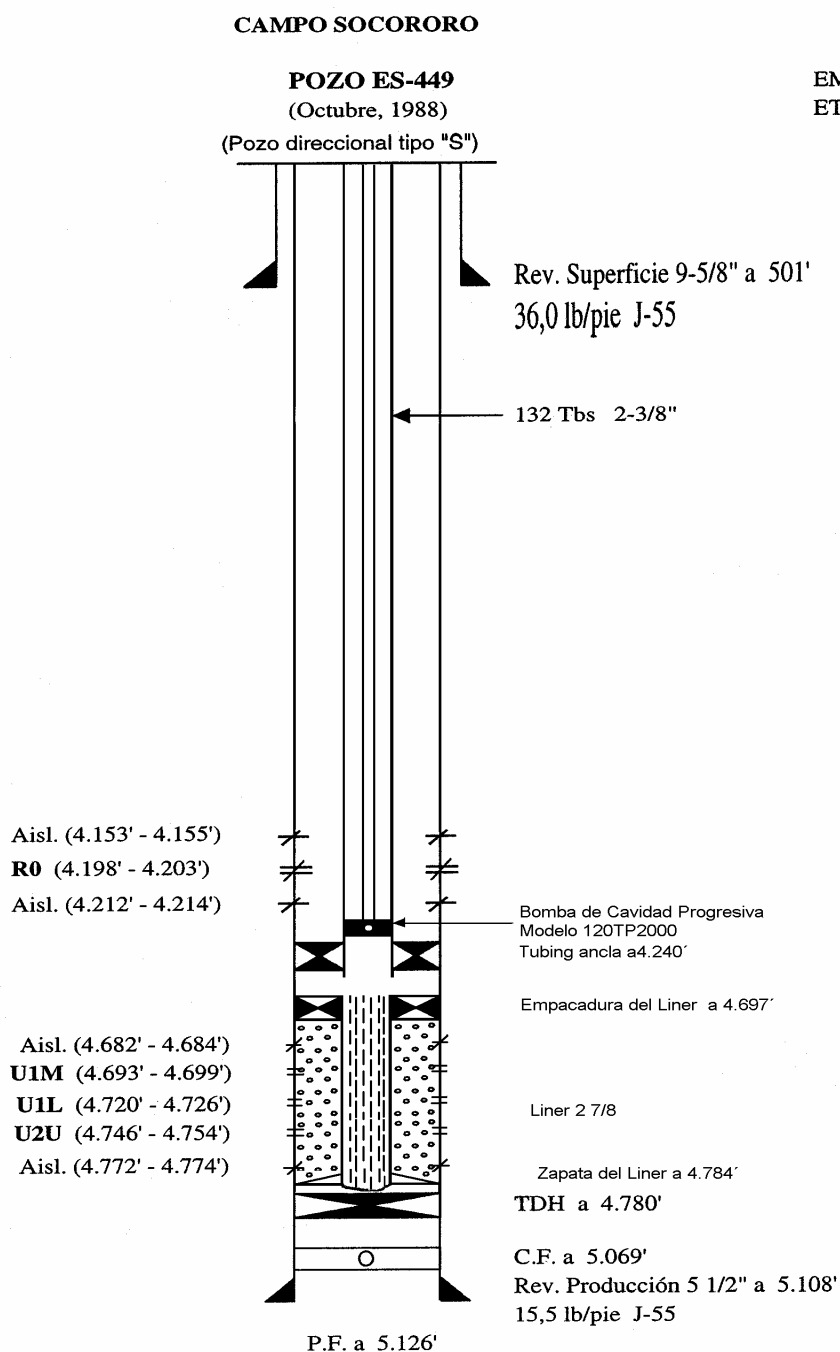


Figura 4.D Diagrama mecánico propuesto para el pozo ES-449

Uso de paquetes computarizados

- **WellFlow®**

El programa ofrece tres maneras de introducir los datos. Uno es de forma manual en donde se requiere conocer el índice de productividad (IP). Otra opción es introduciendo una prueba de tasa vs. tiempo para así ajustar con los modelos teóricos, bien sea lineal, Vogel o Fetkovich. Otra de las maneras de introducir los datos es conociendo los parámetros del yacimiento. Cualquiera de las tres maneras de entrada requiere el conocimiento de la presión estática, la temperatura del yacimiento y la profundidad de las perforaciones. De acuerdo con los datos con los que el usuario cuente, se seleccionan cualquiera de las tres opciones anteriormente descritas. La pantalla principal de selección del modelo se muestra en la figura 1.E.

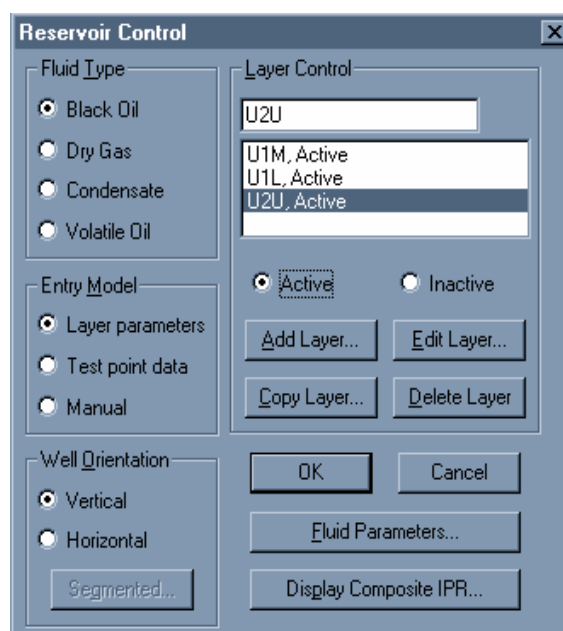


Figura 1.E Pantalla de selección del modelo de entrada de datos

Debido a la escasez de datos, se selecciona la última opción explicada, es decir conociendo las características de los yacimientos, pues no se dispone de la información para utilizar las otras dos opciones. Los datos requeridos por esta opción se muestran en la figura 2.E.

Figura 2.E Datos de entrada de la opción seleccionada

Se procedió a calcular las curvas de afluencia actual (IPR) utilizando las presiones estáticas estimadas y los parámetros de roca y fluidos señalados, además se seleccionó Vogel como el modelo de ajuste del IPR, ya que este modelo ha sido utilizado en el área para simular dichas curvas y en los pocos casos donde se cuenta con pruebas de tasas y Pwf, este modelo ofrece un buen ajuste. La pantalla que muestra las características de los fluidos y las correlaciones seleccionadas se observa en la figura 3.E

Figura 3.E Pantalla de entrada de datos de los fluidos

Donde la gravedad °API fue obtenida de los libros oficiales de reservas, la gravedad del gas y la salinidad del agua fueron ajustadas con las correlaciones anteriormente indicadas. Igualmente se muestra la selección de las correlaciones para la presión de burbujeo, el gas en solución (R_s) el factor volumétrico de formación (β_o), la viscosidad del petróleo y del gas. Así mismo, los valores de la relación gas petróleo (RGP) y el corte de agua fueron obtenidos de lo que el balance de materiales arrojó verificando que dichos valores ajustaban con lo reportado en OFM®.

Con lo anteriormente explicado, el programa genera las curvas de IPR, tal como se observa en la figura 4.E

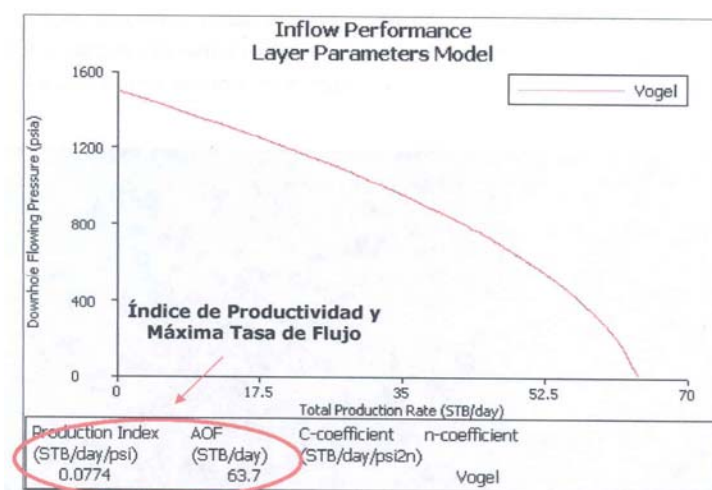


Figura 4.E. Curva de IPR generada por WellFlow

- **BCPi-Win**

Este programa fue utilizado para determinar la curva de demanda o TPR, para los pozos en estudio (ES-420 y ES-449).

La aplicación consta de tres secciones para la introducción de los datos: “Editor”, “Sarta” y “Bomba”; como se observa en la figura 4.E

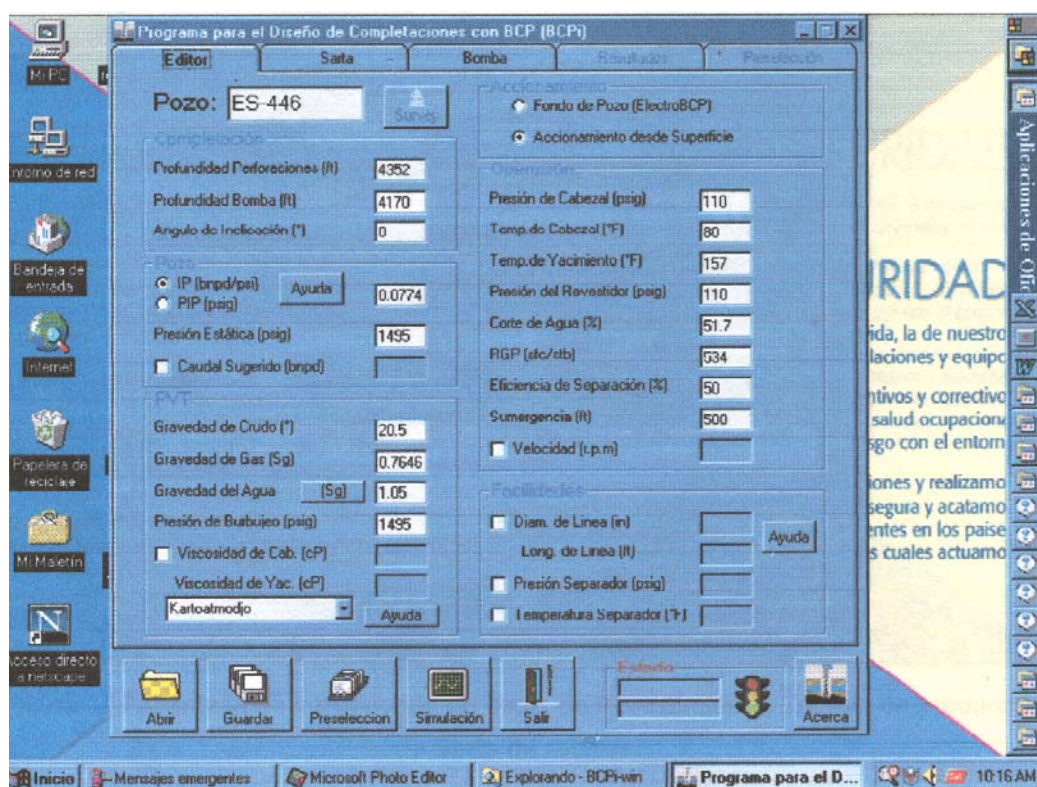


Figura 4.E Pantalla principal de BCPi – Win

En la sección del “Editor” se le debe suministrar al programa datos generales de la completación del pozo, de los fluidos y de la forma de operación; tales como:

Profundidad de las perforaciones	Presión de cabezal
Profundidad de la bomba	Temperatura del cabezal
Ángulo de inclinación del pozo (Si lo hubiese)	Presión del revestidor
IP del pozo	Corte de agua
Presión estática	RGP
Gravedad del crudo	Eficiencia de separación
Gravedad del gas	Sumergencia
Presión de burbujeo	

Luego de introducidos los datos anteriores, se procede a incluir los datos requeridos en la sección de “Sarta”. Dicha sección necesita todos los datos mecánicos referentes a los

revestidores, tuberías y cabillas; tales como diámetro, peso, profundidad de inicio, tipos de acople, grado de las tuberías o revestidores, tal como se observa en la figura 5.E. En esta sección también se considera la opción de utilizar diluyente, donde se especifican las características del mismo. Esta opción no fue utilizada en este estudio.

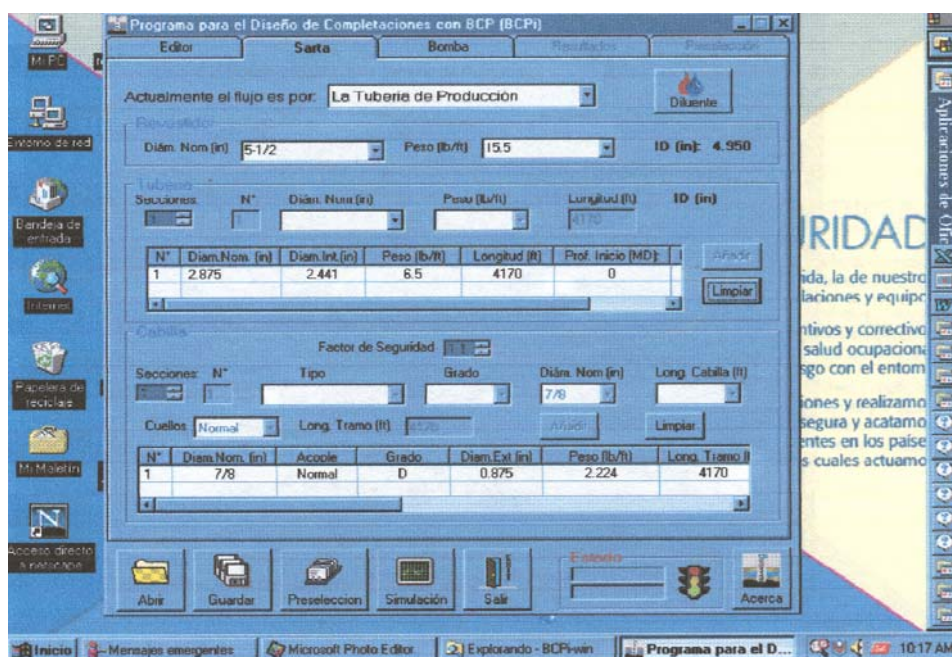


Figura 5.E Pantalla sarta en BCPi - Win

Por último, en la sección de “Bombas” se le suministra al programa el tipo de bomba y el fabricante, y con estos datos el programa genera la curva de la bomba.

Una vez cargadas estas tres pestañas, y por medio de una simulación el programa construye la curva de demanda o TPR para las condiciones dadas.

Debe quedar claro, que no se pretende decir, que el análisis con estas herramientas representan un estimado real de lo sucedido en el pozo. La intención de este tipo de análisis es la de estimular al ingeniero en el uso de nuevas alternativas, que los simuladores de vanguardia ofrecen para una mejor comprensión del sistema de producción y, por consiguiente, la toma de mejores decisiones en el proceso de optimización.

Pruebas para la obtención del perfil de producción ^[15]**F.1 SIP (selective inflow performance)**

Para medias a altas permeabilidades de las capas del yacimiento es posible correr una prueba de comportamiento de flujo selectivo (SIP) para cada capa y estimar una curva de IPR para cada capa.

Las medidas son llevadas a cabo usando la herramienta de PLT, la cual mide simultáneamente presión de fondo y tasas de flujo.

En la prueba SIP el pozo es probado con diferentes tasas, las cuales incrementan en cada paso. El PLT es usado para medir la presión de fondo fluyente y obtener el perfil de producción al final de cada incremento de la tasa. De cada perfil de producción, la tasa individual de capa puede ser encontrada. Por experiencias, cuatro pasos de tasa de flujo son necesarios, para así obtener la curva de IPR de cada capa, además de la presión estática.

Con el registro de SIP no se pueden estimar las permeabilidades y el factor de daño de cada capa, por eso es necesario llevar a cabo “transient test”.

F.2 LRT (layered reservoir test)

El procedimiento comprende una continua medición de la presión de fondo mientras la tasa por capa es medida, durante cierto tiempo (durante el periodo transiente temprano).

La herramienta debe estar equipada con sensores capaces de monitorear las tasas de flujo, presiones, densidades y temperaturas. En la prueba LRT, cambios en la tasa de flujo son críticos y deben ser controlados usando el estrangulador adecuado.

Si la LRT fuese corrida en dos capas, el censor del “flowmeter” será estacionado en dos locaciones:

1. Encima de la capa superior.
2. Entre las dos capas.

F.3 MLT (multi-layer test)

En lugar de utilizar los datos del periodo transiente para evaluar cada capa en un sistema commingled, se requiere alguna prueba selectiva. Una prueba sencilla del comportamiento compuesto de todas las capas no sólo falla al proporcionar información de las propiedades de cada una, sino que además arroja información errónea acerca de las propiedades totales del sistema, generalmente sobrestimando tanto el factor de daño como la permeabilidad.

Una alternativa es aislar cada zona y probarlas individualmente (por ejemplo a través del “straddle test”). La “Multi-Layer Test” (MLT) ha sido desarrollada para medir la tasa de producción de cada capa a través de un spinner (flowmeter) durante la prueba de presión transiente. El análisis de superposición de la tasa puede ser aplicado para cada capa y así identificar el modelo del yacimiento apropiado para estimar K , S , P_e y otros parámetros.

Usualmente cuatro parámetros deben ser identificados para un sistema en commingled: K_{hi} , S_i , P_{ei} y D_i (para yacimientos de gas o alta tasa de producción de petróleo, para yacimientos de petróleo). Intentos de identificar estos parámetros han sido históricamente desarrollados empleando tres métodos: i) “Isolation Testing,” ii) Prueba convencional de tasa variable, iii) “Production logging”(PL).

MLT deriva del PL, ésta requiere la medida secuencial de la tasa y la presión transiente de una capa individual o del grupo de capas; después la tasa cambia. Se debe comenzar preferiblemente con la capa del fondo e ir subiendo capa por capa.

MLT tiene la ventaja de que puede ser llevada a cabo en un pozo de producción sin sacar el equipo de completación.

Los datos de MLT son cruciales para el manejo de un sistema commingled donde más de una capa es producida y flujo cruzado puede estar ocurriendo entre ellas. Un completo entendimiento del yacimiento es importante para la simulación de yacimiento, comportamiento de presiones y decisiones de “workover”.